

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(СПбГУ)
Институт наук о Земле

Колюк Олеся Андреевна

**Оценка перспектив нефтегазоносности Северо-Чукотского
бассейна на основе 2-D бассейнового моделирования**

Выпускная бакалаврская работа
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

«К ЗАЩИТЕ»
Научный руководитель:
к.г.-м.н., доц. А. А. Черных

« » 2017

Научный руководитель
ОП «Нефтегазовое дело»:
к.г.-м.н., доц. А.А.Крылов

« » 2017

Санкт-Петербург
2017

АННОТАЦИЯ

Тема данной выпускной бакалаврской работы - "Оценка перспектив нефтегазоносности Северо-Чукотского бассейна на основе 2-D бассейнового моделирования". В рамках цели, определенной темой работы, было рассмотрено геологическое строение Северо-Чукотского бассейна, а также такой инструмент оценки нефтегазового потенциала региона, как бассейновое моделирование. Ключевым положением, использованным в работе, является предположение о сходстве строения и истории геологического развития слабоизученного Северо-Чукотского бассейна и хорошо исследованных бассейнов Северного Склона Аляски. На основании данных по скважинам, расположенным на территории шельфа Северной Аляски, было проведено одномерное моделирование, по результатам которого были построены две двухмерных модели по сейсмогеологическим профилям, пересекающим объект исследования.

В выпускной бакалаврской работе было использовано 20 рисунков, 1 таблица, 6 приложений, 25 источников литературы. Общее количество страниц дипломной работы - 48.

Ключевые слова: Чукотское море, Северо-Чукотский бассейн, геологическое строение, нефтегазоносность, бассейновое моделирование, ПО PetroMod.

The theme of this graduation bachelor's thesis - "Evaluation of the hydrocarbon potential of the North Chukchi basin on the basis of 2-D basin modeling". The geological structure of North-Chukchi basin was considered in the work, as well as basin modeling which is a tool to assess oil and gas potential of a region. The key premise used in this thesis is an assumption about the similarity of the structure and history of geological development confined to the North-Chukchi basin and the well-studied basins of the North Slope of Alaska. Based on the data for the wells located on the territory of the continental shelf of North Alaska, we conducted the 1-D modeling. The results of this modeling was used to built two two-dimensional models based on seismic profiles crossing the object of study.

In the graduation bachelor's thesis there were used 20 pictures, 1 table, 6 applications, 25 literary sources. The total number of pages of the thesis - 48.

Key words: Chukchi sea, North Chukchi basin, geological structure, petroleum potential, basin modeling, PetroMod.

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	2
СОДЕРЖАНИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ЭКОНОМИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ИЗУЧЕННОСТЬ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ	5
2 ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРО-ЧУКОТСКОГО БАССЕЙНА И ЕГО АНАЛОГА - БАССЕЙНА СЕВЕРНОГО СКЛОНА АЛЯСКИ	9
2.1 Геологическое строение и эволюция региона	9
2.2 Строение осадочного чехла.....	11
2.3 Нефтегазоносность.....	15
3 БАССЕЙНОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ	18
3.1 Применение бассейнового моделирования.....	18
3.2 Построение 1D и 2D моделей в ПО PetroMod	20
3.3 Построение одномерных моделей по скважинам Северной Аляски и прилегающего шельфа	23
3.3.1 Исходные данные для одномерных моделей по скважинам на шельфе Аляски	24
3.3.2 Результаты моделирования по скважинам на шельфе Аляски.....	28
3.4 Построение двухмерных моделей по профилям в Северо-Чукотском бассейне	33
3.4.1 Исходные данные для двухмерных моделей в Северо-Чукотском бассейне	34
3.4.2 Результаты моделирования по профилям в Северо-Чукотском бассейне	35
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	39
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	41
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	43

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одной из задач развития топливно-энергетической базы Российской Федерации является изучение геологического строения Арктического континентального шельфа - основной ресурсной базы XXI в. Незаслуженно мало геологоразведочных работ проводится в восточной части Российского шельфа Арктики. Российский сектор Чукотского моря представляет собой один из наиболее перспективных районов Восточной Арктики с высоким углеводородным потенциалом.

Основная доля прогнозируемых ресурсов приходится на Северо-Чукотский бассейн - крупную отрицательную структуру в северо-западной части Чукотского моря с очень мощным осадочным чехлом.

Несмотря на общую слабую изученность, схожесть Северо-Чукотского бассейна с бассейнами Северного склона Аляски дает основание предполагать наличие перспективных на нефть и газ структур и в Российском секторе Чукотского моря.

Проведение геологоразведочных работ в этом регионе связано с большими технологическими сложностями и высокими финансовыми затратами. В связи с этим возникает необходимость снижения рисков бурения непродуктивных скважин.

Оценить перспективность бассейнов в настоящее время позволяют различные инструменты, одним из которых является бассейновое моделирование. Этот метод использует геологические, геофизические, геохимические и термодинамические данные для формирования в специализированных ПО эволюционной модели бассейна, включающей историю накопления осадков, прогрев и созревание пород, обогащенных органическим веществом.

Целью работы является оценка перспектив нефтегазоносности Северо-Чукотского бассейна на основе бассейнового моделирования. Для этого были решены следующие задачи:

- ознакомление с опубликованной литературой по геологии и нефтегазоносности района исследований;
- ознакомление с геологией и нефтегазоносностью Американского сектора Чукотского моря;
- построение 1D-моделей по скважинам Американского сектора Чукотского моря;
- построение 2D-моделей по сейсмогеологическим профилям в Северо-Чукотском бассейне;
- анализ результатов моделирования.

1 ЭКОНОМИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ИЗУЧЕННОСТЬ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ

Исследуемый район - Северо-Чукотский бассейн - охватывает северо-западную часть Чукотского моря. Чукотское море является окраинным и его северная граница - с Арктическим бассейном - условна и морфологически не выражена. Акватория моря ограничивается северо-восточным побережьем Чукотского полуострова и Беринговым проливом - с юга, и северо-западным побережьем полуострова Аляска - с юго-востока. Площадь Чукотского моря около 584 тыс. км². Береговая линия слабо изрезана. Дно Чукотского моря ровное. Оно лишено резких углублений и возвышений. Однако активные тектонические движения далекого прошлого до некоторой степени расчленили его рельеф. При средней глубине 77 м, преобладают глубины до 50 м, а максимальная не превышает 200 м (Горкин, 2006, Оруджева и др., 1999).

Поскольку район принадлежит акватории Северного Ледовитого океана, для него характерны крайне суровые климатические условия: слабое поступление солнечного тепла к поверхности моря и малые температуры воздуха. С октября-ноября по май-июнь море покрыто льдами. Тёплое Берингоморское течение приводит к очищению южной части моря ото льда на 2-3 месяца в тёплый период года. Однако север моря покрыт многолетними льдами толщиной более 2 метров (Оруджева и др., 1999).

Чукотское море является районом с повышенной сейсмической активностью: в южной и юго-восточной части моря, а также на Чукотском полуострове известны эпицентры землетрясений (Геологическое строение..., 2009).

В административном плане побережье Чукотского моря относится к Чукотскому автономному округу. Ввиду удаленности региона и крайне суровых климатических условий регион заселен очень слабо: численность населения составила 50,8 тыс. человек на 01.10.2012. Основными отраслями экономики региона являются добыча цветных металлов (золото, а также олово и вольфрам), сельское хозяйство (преимущественно оленеводство), электроэнергетика и рыбная промышленность (<http://чукотка.рф>).

Геолого-геофизическое изучение на акватории Чукотского моря и прилегающей суше проводится периодически с начала XX столетия.

В 1920 году в Чукотском море проведены магнитные наблюдения в отдельных точках по плану генеральной магнитной съемки. С 1957 по 1962 весь Чукотский

полуостров и прилегающие к нему части акватории были покрыты кондиционной магнитной съемкой масштаба 1:1000000 (Атлас..., 2002).

В 1966-1969 годах НПО "Севморгео" провело гравиметрические работы на акватории Чукотского моря. Материалы этой съемки использовались для составления Государственной гравиметрической карты масштаба 1:1000000.

В 1976 году НПО "Севморгео" отработано два профиля МОВ в комплексе с гравитационными и магнитными исследованиями. Общая длина профилей около 725 км. На основании этих первых сейсмических профилей на акватории южной части Чукотского моря было выполнено тектоническое районирование и геологическое расчленение разреза осадочного чехла.

В 1990 году совместный американско-российский экипаж на борту НИС "Академик Крепе" выполнил комплексную геофизическую съемку объемом 8791 км по методике МОВ ОГТ 60.

Большой объем геолого-геофизических работ выполнен в аляскинском секторе Чукотского моря американскими геологами, отработавшими множество комплексных геофизических профилей до 1991 года. По результатам интерпретации этих данных пробурено 5 скважин: Клондайк (Kiondike), Буржер (Bugger), Попкорн (Popcorn), Крэкерджак (Crackerjack), Даймонд (Diamond). В скважинах вскрыт разрез терригенных и терригенно-карбонатных отложений от раннекарбонового до раннекайнозойского возраста (<http://www.usgs.gov>).

В результате геологического картографирования Восточно-Арктического шельфа России, выполненного институтом ВНИИОкеангеология с конца 1990-х годов, и в последнем десятилетии был получен большой объем информации как по структуре и возрасту осадочного чехла этого региона, так и по истории его формирования. При составлении листов геологических карт масштаба 1:1000000 использовались сейсмические профили МОВ ОГТ Мурманской арктической геологоразведочной экспедиции (МАГЭ), Лаборатории региональной геодинамики (ЛАРГЕ), треста Дальморнефтегеофизика (ДМГ) и Федерального института геологии природных ресурсов Германии (BGR) (Виноградов и др., 2010).

В 2006 году на акватории Чукотского моря компания TGS - NOPEC Geophysical Company совместно с ООО «Интегратор геофизических решений» провела сейсмическую съемку, по результатам интерпретации которой было сделано предположение о сходстве истории геологического развития российской и американской частей Чукотского моря.

В настоящее время на большую часть площади имеются кондиционные гравиметрические карты масштаба 1:1000000, 20% акватории закартировано лишь в масштабе 1:2500000 (Геологическое строение..., 2009).

К настоящему времени изученность геофизическими профилями Чукотского шельфа по сравнению с другими шельфовыми территориями остается достаточно низкой, а скважины и вовсе отсутствуют (рис.1).



Рисунок 1 Геолого-геофизическая изученность шельфа Российской Федерации (<http://vniio.ru>)

Поскольку в пределах акватории не пробурено ни одной скважины, интерпретация всех геофизических данных и составление геологической модели района базируются на информации о геологическом строении о-ва Врангеля, северного побережья Чукотки и нефтегазоносного севера Аляски, где в 1968 г. в Колвиллском прогибе (провинция Арктического склона) было открыто крупное нефтегазовое месторождение Прадхо-Бей (Оруджева и др., 1999).

В пределах Российского сектора Чукотского моря выделяют Южно-Чукотский (включая прогиб Хоуп на шельфе и побережье Аляски) преимущественно мелкайнозойский и Северо-Чукотский в основном палеозой-мезозойский бассейны. Они отделены друг от друга зоной поднятий Геральда-Врангеля, протягивающейся от мыса Лисберн на Аляске до о-ва Врангеля (рис.2).

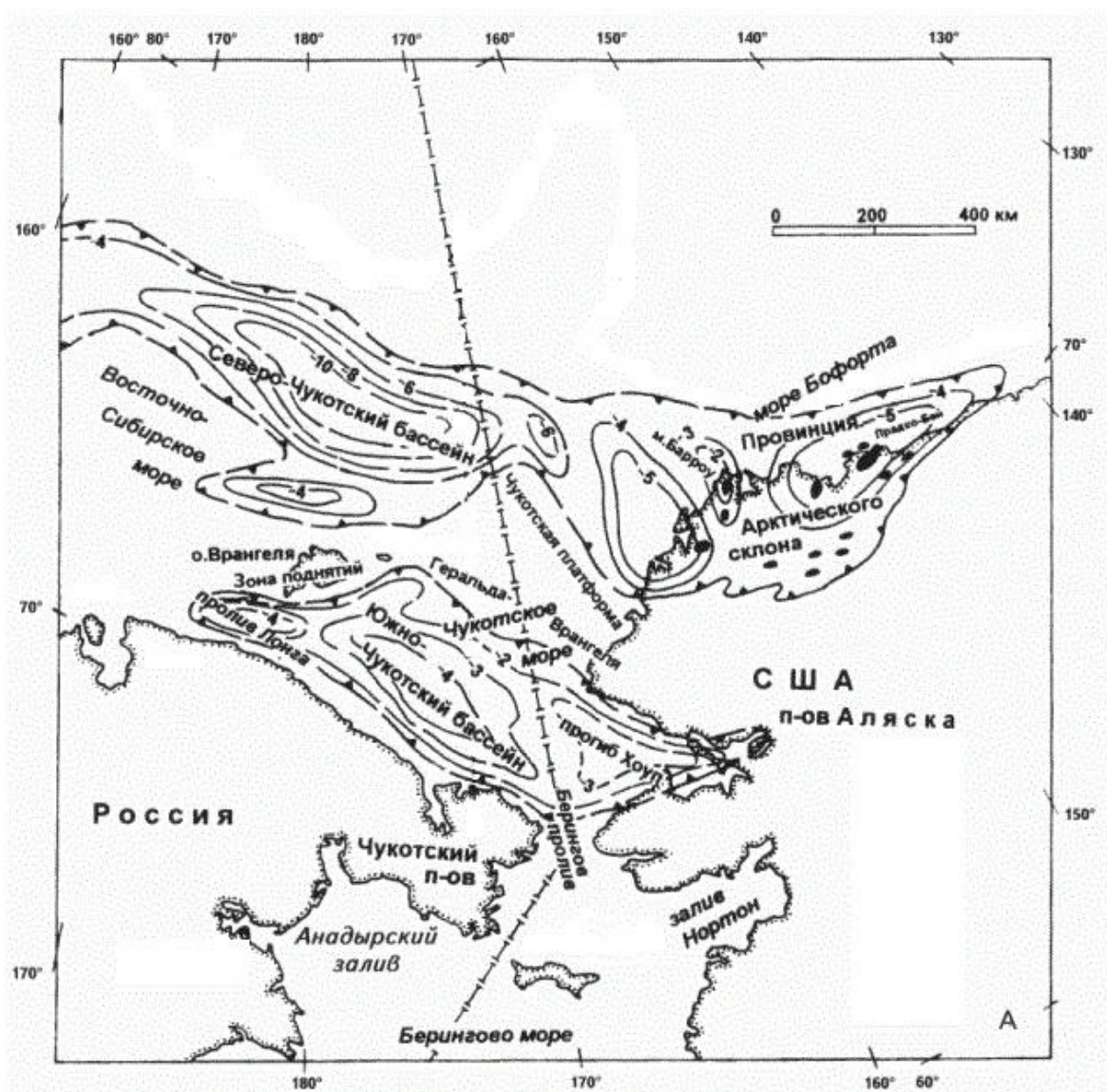


Рисунок 2 Схема расположения осадочных бассейнов Чукотского моря (Оруджева и др., 1999)

Северо-Чукотский бассейн является наиболее крупным на восточно-арктическом шельфе России. Его длина в пределах Российской части шельфа составляет 600 км при ширине от 160 км в северо-западном окончании до 250 км на востоке (Виноградов и др., 2004). Западная (основная) часть бассейна относится к акватории Российской Федерации; восточная часть - к востоку от меридиана 169° з.д. - принадлежит к акватории США (Артюшков, 2010). Мощность осадочного чехла в Северо-Чукотском прогибе многими авторами оценивается по разному: от 16-18 км (Вержбицкий и др., 2010) до 20-22 и более км (Артюшков, 2010, Косько и др., 2008). Такой сильный разброс объясняется следующим: на больших глубинах сейсмогеологический разрез теряет динамическую выразительность и уходит за пределы сейсмической записи, что не дает уверенно интерпретировать полученные сейсмические данные.

2 ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРО-ЧУКОТСКОГО БАСЕЙНА И ЕГО АНАЛОГА - БАСЕЙНА СЕВЕРНОГО СКЛОНА АЛЯСКИ

2.1 Геологическое строение и эволюция региона

Проводимые на акватории, а также на прилегающей суше геологические, геофизические и другие исследования показали наличие в Чукотском море большого числа тектонических структур разного возраста и сформированных в различных условиях.

Рельеф поверхности фундамента Северо-Чукотского бассейна характеризуется значительной расчлененностью и резкими перепадами глубины погружения свыше 18 км (Кулемин и др., 2011). Предполагается, что фундамент бассейна имеет позднепротерозойский - среднепалеозойский возраст, а погружение коры началось в нем в позднем девоне.

На Северо-Чукотский бассейн с юга надвинуты интенсивно дислоцированные докембрийско-палеозойско-триасовые комплексы пород крупной взбросо-надвиговой зоны Врангеля-Геральда (рис.3).

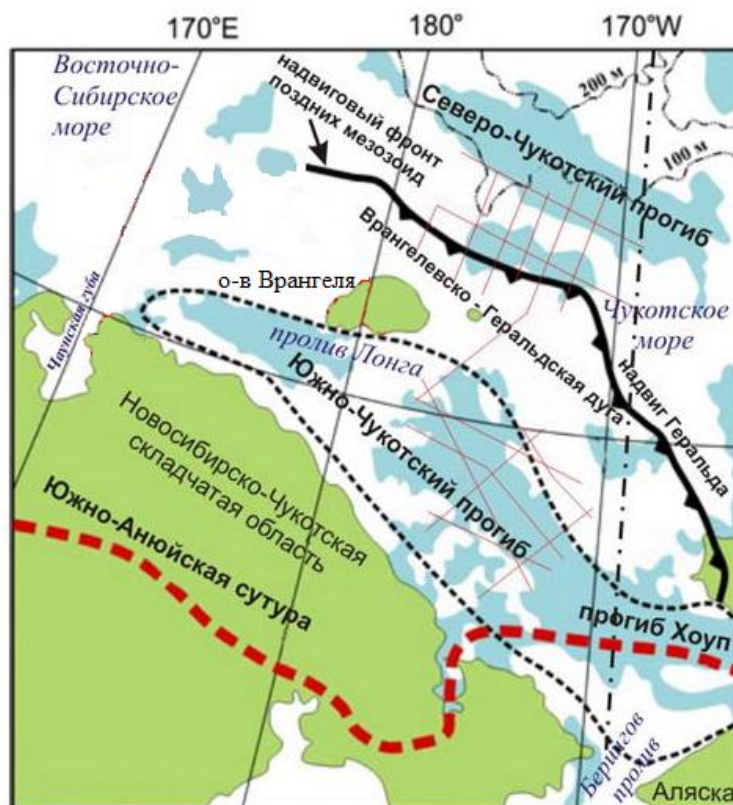


Рисунок 3 Основные структурные элементы Чукотского моря (Вержбицкий и др., 2009)
Голубая заливка акватории соответствует генерализованным отрицательным гравитационным аномалиям в свободном воздухе

Врангелевско-Геральдская дуга отделяет Северо-Чукотский бассейн от второго крупного осадочного бассейна, расположенного в южной части акватории Чукотского моря, - Южно-Чукотского. На юго-востоке Врангелевско-Геральдская зона продолжается между мысами Тигара и Лисбурн до побережья Аляски, где смыкается со структурами хребта Брукса. Врангелевско-Геральдское поднятие в разрезе представлено маломощным мел-кайнозойским осадочным чехлом, залегающим на сложнопостроенном верхнепротерозойском основании, и сформировалось, вероятно, преимущественно в ходе позднеюрского-раннемелового орогенеза под действием юго-запад – северо-восточного сжатия. Остров Врангеля, Северная Чукотка и разделяющая их акватория Чукотского моря принадлежат к Новосибирско-Чукотской покровно-складчатой системе поздних мезозойских, возникшей в поздней юре - неокме в результате закрытия Южно-Анжуйского палеоокеана и становления одноименной сутуры (Вержбицкий и др., 2009).

От осадочных бассейнов американского сектора Чукотского моря Северо-Чукотский бассейн отделен структурами Чукотской системы рифтогенных прогибов и поднятий. Северо-Чукотский бассейн с северо-востока локально ограничен Андриановским конседиментационным поднятием, являющимся южной оконечностью Чукотского плато, а на востоке, в американской части Чукотского моря, бассейн ограничен валом Барроу.

Новосибирско-Чукотско-Бруксовская складчато-надвиговая система образована деформированным чехлом края континентальной плиты с преобладанием чешуйчато-надвиговых и покровных структур. Внешняя, фронтальная Новосибирско-Врангеля-Геральд-Лисберн-Бруксовская надвиговая зона протягивается в северо-западном направлении, охватывая в основном шельфы восточно-арктических морей.

К фронтальной надвиговой зоне приурочена цепочка синнадвиговых бассейнов, в целом составляющих передовой прогиб Восточно-Чукотской тектонической области. В этот прогиб входит бассейн Колвилл, примыкающий к фронтальному надвигу сегмента Брукс. На западе продолжением бассейна служит цепочка впадин перед фронтом надвигов Лисберн, Геральд и Врангеля, в числе которых и Северо-Чукотский бассейн.

На эпикаледонской плите современной Арктики вплоть до поздней перми включительно протекало типичное шельфовое осадконакопление. А с триаса (бофортский комплекс) начался этап растяжения и деструкции континентальной коры, что стало предвестником образования Амеразийского океанического бассейна (Хаин и др., 2009).

Важным этапом формирования Северо-Чукотского бассейна является заложение рифта в поздней юре - раннем мелу. Этому событию отвечает формирование регионального несогласия JU (Дараган-Суцова и др., 2015) на границе средней и поздней юры, отвечающего началу процессов растяжения коры. Можно утверждать, что именно рифтогенные процессы обуславливают общее строение бассейна. В результате более поздних (позднемеловых и кайнозойских) тектонических движений произошло становление современного облика грабенов, продолжающих свое развитие и на современном этапе.

В Северо-Чукотском бассейне проявлены крупные диапировые структуры, имеющие палеозойские корни и прорывающие отложения брукского комплекса. Их состав остается спорным вопросом и считается разными исследователями либо соляным (Thurston, Theiss, 1987), либо глиняным (Grantz A. et al., 1994). В бассейне также прослежено большое количество разрывных нарушений.

2.2 Строение осадочного чехла

В отсутствие скважин на акватории российского сектора Восточно-Арктического шельфа интерпретация сейсмических данных весьма спекулятивна и построена на сравнении изученной акватории с американским сектором Чукотского моря и Северного склона Арктической Аляски.

Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов в пределах Северо-Чукотского бассейна проводится по аналогии с американским сектором Чукотского моря, информация о котором основывается на данных бурения скважин на континентальном обрамлении и пяти скважин в море.

По результатам бурения в американской части акватории Чукотского моря пяти поисковых скважин (Клондайк (Klondike), Бургер (Burger), Попкорн (Popcorn), Крэкерджэк (Crackerjack) и Алмаз (Diamond)), а также скважин на суше было выделено пять крупных региональных комплексов, слагающих осадочный чехол Американского сектора Чукотского моря: нижнеэлсмирский (C1-P2), верхнеэлсмирский (P3-J2), рифтовый (J3-K1br), нижнебрукский (K1a-K2), верхнебрукский (Kz).

Ряд исследователей считает возраст осадочного чехла Северо-Чукотского бассейна апт-кайнозойским (Хаин и др., 2009), однако большая часть геологов склоняется к значительно более раннему началу его формирования - позднедевонско-каменноугольному - по аналогии с хорошо изученными нефтегазоносными бассейнами

Северного склона Аляски. Аналогично бассейнам Северной Аляски, в осадочном чехле Северо-Чукотского бассейна выделяют пять сейсмокомплексов, указанных выше, однако возраст нижнеэлсмирского комплекса некоторыми исследователями определяется как среднекаменноугольный-среднепермский (C2-P2) (Петровская Н.А., Савишкина М.А., 2014). Ниже представлен разрез Северо-Чукотского бассейна с данными комплексами (рис.4а, 4б).

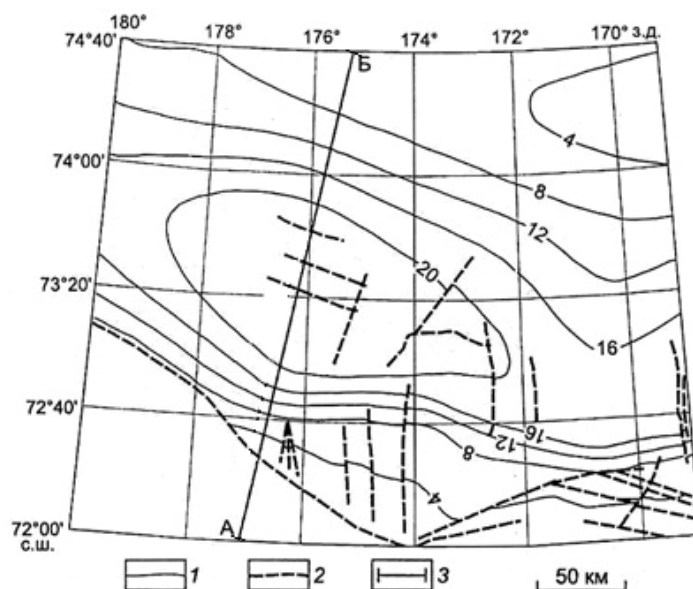


Рисунок 4а Линия разреза АБ (по Артюшков, 2010)

1 - изолинии глубины поверхности фундамента, 2 - крупные разломы, 3 - линия разреза

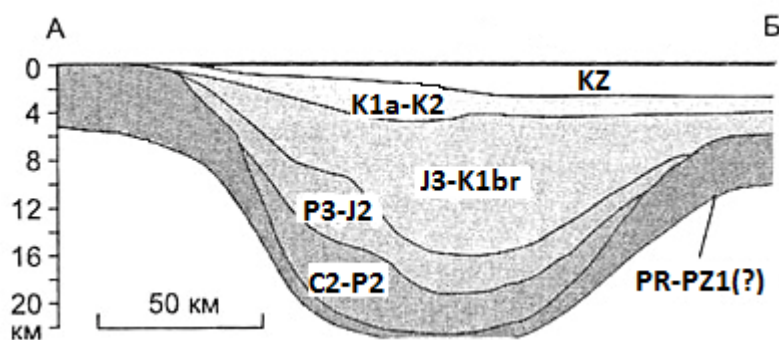


Рисунок 4б Геологический разрез по линии АБ (по Артюшков, 2010 с изменениями)

1. Элсмирские (D3-J2) отложения (ограничены в подошве отражающим горизонтом (далее - ОГ) EU и в кровле ОГ JU - по российским данным ДМНГ-14 (Дараган-Суцова и др., 2015)) представлены в основном мелководно-морскими и шельфовыми образованиями: известняками, глинистыми сланцами, в меньшей степени алевролитами и песчаниками. Данные отложения слагают нижнеэлсмирский и верхнеэлсмирский комплексы. Суммарная мощность предполагаемых в разрезе элсмирских отложений варьирует от 6 км на юге до 4 км на севере Северо-Чукотского бассейна (Малышев и др., 2010).

1.а. Нижнеэлсмирский комплекс включает в себя отложения группы Эндикотт (C1), представленную песчаниками, глинами, конгломератами и известняками, и группы Лисберн (C2-P2), в составе которой преобладают карбонатные и, в меньшем объеме, глинистые отложения морского генезиса (Thurston, Theiss, 1987). Породы группы Эндикотт мощностью до 120 м были вскрыты лишь в восточной части Северо-Аляскинского шельфа. Вскрытая мощность группы Лисберн в скв. Попкорн достигает более 1150 м; также отложения группы Лисберн вскрыты скважинами Крэкерджек, Туналик (Tunalik), Диамонд. По сейсмическим данным мощность нижнеэлсмирских отложений достигает 2700 м. В кровле нижнеэлсмирский комплекс ограничен сейсмическим горизонтом ДМНГ-15 (PU), фиксирующим региональное несогласие, формирование которого обусловлено низким стоянием уровня моря на границе P2-P3 (260 млн лет) (Петровская Н.А., Савишкина М.А., 2014).

1.б. Верхнеэлсмирский комплекс (P3-J2) включает в себя преимущественно терригенную группу Седлрочит, объединяющую формации Эчука, Кэвик, Ивишак общей мощностью до 700 м, а также формации Шублик, Саг Ривер и Нижний Кингак. Отложения группы Седлрочит представлены, в основном, песчаниками и, в меньшей степени, глинами. Формация Шублик средне-позднетриасового возраста представлена богатыми органическим веществом глинами морского генезиса мощностью от 60 до 200 м. Формация Саг Ривер сложена тонкозернистыми хорошо сортированными кварцевыми песчаниками. В скважине Туналик вскрытая мощность формации Саг Ривер составляет 43 м. Нижне-среднеюрские отложения формации Нижний Кингак, завершающие разрез верхнеэлсмирского комплекса, сложены богатыми органическим веществом глинами (Thurston, Theiss, 1987). Вскрытая мощность отложений в скв. Туналик чуть превышает 200 м.

2. Рифтовый (так же называемый бофортovým) комплекс (J3-K1br, ограничен ОГ JU и BU (ДМНГ-12)), объединяющий терригенные формации Верхний Кингак, Купарук и Пебл Шейл, несогласно залегает на подстилающем верхнеэлсмирском комплексе. Отложения формации Верхний Кингак являются преимущественно песчаными, в то время, как формации Купарук и Пебл Шейл сложены глинами с высоким содержанием органического углерода (Thurston, Theiss, 1987). Вскрытая мощность комплекса в скв. Туналик составляет 925 м. В Северо-Чукотском бассейне наибольшая мощность комплекса превышает 6 км (Малышев и др., 2010).

3. Брукский комплекс (K1a-KZ, ограничен в основании ОГ BU) сложен терригенными образованиями различного генезиса: глинами, алевролитами и

песчаниками. Данные отложения слагают нижнебрукский и верхнебрукский комплексы.

3.а. Нижнебрукский комплекс (K1a-K2, ограничен ОГ BU и mBU (ДМНГ-9)), в составе которого выделяются формация Торок, группа Нанушук и формация Колвилл, несогласно контактирует с нижележащими отложениями рифтового комплекса. Формация Торок сложена аргиллитами, глинами с прослоями алевролита и песчаника, сформировавшимися в различных обстановках седиментации — от глубоководно-морских до мелководно-морских, а также дельтовых. Залегающие выше отложения группы Нанушук представлены мелководно-морскими, прибрежно-морскими и прибрежно-континентальными образованиями, включающими преимущественно глины и песчаники, и, в меньшей степени, конгломераты и угли (Thurston, Theiss, 1987). Разрез нижнебрукского комплекса венчается глинистыми и песчаными отложениями формации Колвилл, которые, однако, не встречаются в северо-западной части американского сектора Чукотского моря, вскрытой ранее упомянутыми скважинами (Клондайк, Бургер, Попкорн, Крэкерджэк, Диамонд). В Северо-Чукотском бассейне мощность отложений комплекса превышает 6 км (Малышев и др., 2010).

3.б. Верхнебрукский комплекс (ограничен в основании ОГ mBU) кайнозойского возраста, залегающий с угловым несогласием на нижнебрукском, сложен песчано-алевролита-глинистой формацией Сагаванирктон, представленной преимущественно песками и, в меньшей степени, глинами, алевролитами и конгломератами (Thurston, Theiss, 1987). В Северо-Чукотском бассейне мощность отложений комплекса составляет более 4 км (Малышев и др., 2010).

На рисунке 5 представлена схема стратиграфической корреляции между палеозой-кайнозойскими отложениями шельфа Северной Аляски и Северо-Чукотского бассейна.

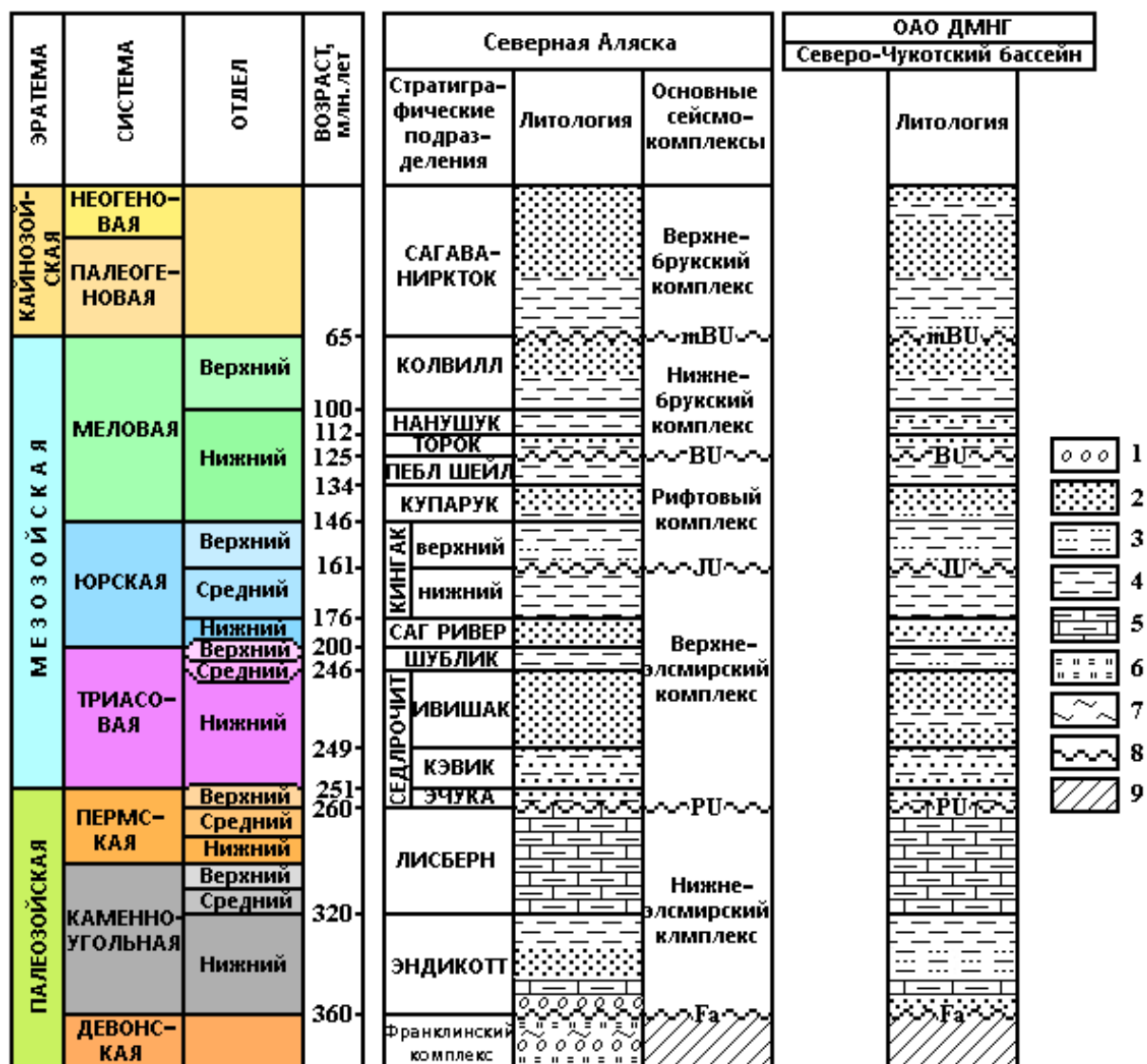


Рисунок 5 Схема стратиграфической корреляции между PZ-KZ отложениями шельфа Северной Аляски и Северо-Чукотского прогиба (по данным: Петровская, 2009, Петровская, Савишкина, 2014, Thurston, Theiss, 1987)

1 - конгломераты; 2 - пески, песчаники; 3 - алевролиты; 4 - глины; 5 - известняк глинистый; 6 - кварциты; 7 - филлиты; 8 - стратиграфическое несогласие; 9 - акустический фундамент

Комплексы отложений (5 комплексов) и отражающие горизонты, установленные по скважинам и выделенные на временных разрезах сейсморазведочных профилей в американской части Чукотского моря, методом аналогии были выделены также и в российской части акватории. Граница сеймокомплексов в российской части акватории в большинстве случаев связаны с поверхностями эрозионных и угловых несогласий различных масштабов.

2.3 Нефтегазоносность

Оценки углеводородного потенциала восточно-арктических морей по данным различных исследователей существенно различаются – от 1,9 млрд. т н.э. по оценкам

Геологической службы США (USGS) до 12,2 млрд. т у.т. по оценкам МПР РФ (по состоянию на 01.01.2002 г.). Это связано как с различными методами оценки ресурсов, так и с разным пониманием истории развития и строения бассейнов (Малышев и др., 2010). Однако безусловная перспективность этого региона отмечается большинством геологов.

В частности, высокую перспективность Северо-Чукотского бассейна прогнозируют по сходству строения с расположенным восточнее бассейном Колвилл, где к настоящему времени открыто более 20 нефтяных и газовых месторождений, в том числе уникальное месторождение Прадхо-Бэй с запасами от 3 до 5 млрд. т нефти (Малышев и др., 2010).

В области северного склона Арктической Аляски и прилегающей акватории Чукотского моря открыты и другие широкоизвестные месторождения углеводородов (Эндикот, Купарук, Бюргер и пр.), в то время как в российском секторе отсутствуют пробуренные шельфовые скважины, да и в целом отмечается его весьма слабая изученность современными геолого-геофизическими методами. Исходя из имеющейся информации по Аляске и прилегающему шельфу, в осадочном чехле северной части российского сектора Чукотского моря можно ожидать наличия нефтегазоматеринских пород практически по всему стратиграфическому диапазону – от карбона до палеогена. Отмечается, что основные нефтематеринские породы Арктической Аляски расположены в пределах формаций лисберн, шублик, нижний и верхний кингак, пеббл шейл. Отложения данных формаций содержат органическое вещество, в основном, II и I типов (т.е., сапропелево-гумусовое и сапропелевое) в концентрациях от 0,5 до 8 % (Малышев и др., 2010, Masterson, 2001). Нефти крупнейшего месторождения Прадхо Бей и подобных ему (приуроченные к элсмирскому и бофортовому комплексам) содержат повышенные концентрации серы (1-2 %). Для нефтей брукского комплекса, напротив, характерна низкая сернистость (<1 %). При этом основные запасы нефти (ок. 90 %) в бассейне Северного склона Аляски приурочены к элсмирскому и бофортовому комплексам. В отложениях брукского комплекса открыты немногочисленные нефтегазовые скопления, преимущественно мелкие (Хаин и др., 2009).

Проведение аналогий между упомянутыми литолого-стратиграфическими единицами американского сектора Чукотского моря с предполагаемыми аналогами российской части шельфа представляется важнейшей задачей для понимания углеводородного потенциала Восточной Арктики. Широко предполагаемое сходство тектонической истории и условий осадконакопления в обоих секторах, многочисленные антиклинальные и надвиговые структуры в палеозойских,

мезозойских и отчасти кайнозойских отложениях, сейсмические аномалии типа «яркое пятно» (Вержбицкий и др., 2009) и т. д. могут указывать на значительную перспективность Северо-Чукотского бассейна.

Дополнительные перспективы формирования углеводородов в пределах Северо-Чукотского бассейна могут быть связаны с богатыми органическим веществом палеогеновыми морскими отложениями, которые были вскрыты на хребте Ломоносова во время экспедиции 302 в рамках Интегрированной программы океанического бурения. Накопление этих потенциально нефтегазоматеринских отложений относится к времени проявления палеоцен-эоценового термального максимума (Вержбицкий и др., 2009; Вержбицкий и др., 2010).

Непосредственно перспективы нефтегазоносности (толщи-коллекторы) Северо-Чукотского осадочного бассейна могут быть связаны с отложениями широкого стратиграфического диапазона от перми до кайнозоя. При этом наиболее перспективными для поисков нефтяных скоплений углеводородов являются отложения перми, триаса, юры и нижнего мела: а именно, аналоги отложений группы седлрочит и формаций саг ривер и купарук. Газовые скопления могут быть обнаружены в мел-палеогеновых отложениях в депоцентре и на бортах Северо-Чукотского бассейна (Малышев и др., 2010). В бассейне широко распространены тектонически экранированные структуры, зоны выклинивания и эрозионного срезания, литологические неоднородности разреза, которые могли бы служить ловушками для углеводородов (Петровская, 2009).

Таким образом, данные о геологическом строении и формировании Северо-Чукотского бассейна, схожего с нефтегазоносным Северо-Аляскинским бассейном, свидетельствуют о перспективах нахождения в нем больших запасов углеводородов. В связи с этим, в регионе необходимо проведение дальнейших геологоразведочных работ на нефть и газ.

3 БАСЕЙНОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

3.1 Применение бассейнового моделирования

В начале 80-х годов прошлого века внимание всей мировой нефтяной промышленности, а также финансового сообщества было приковано к многообещающему и перспективному проекту Муклук - огромной подземной структуре (в 14 милях к северу от берега Аляски), по своим характеристикам напоминавшей гигантское нефтяное месторождение Прадхо-Бей (Al-Hajeri et al, 2009).

Однако трата огромного количества финансовых средств и времени, связанная с геологоразведочными работами и собственно бурением глубокой эксплуатационной скважины, не дала ожидаемого результата: скважина в Муклуке дала лишь воду с непромышленными количествами остаточной нефти. Это говорило о том, что ранее здесь действительно была нефть, однако она мигрировала в другие структуры. Эта скважина явилась самой дорогостоящей безрезультативной скважиной в истории, но вместе с тем - поворотным пунктом в ведении разведочных работ на нефть и газ. В нефтяных компаниях стали всерьез задумываться о том, что, вместо того, чтобы изолированно рассматривать структуру, которая может служить ловушкой для нефти, необходимо оценивать также и то, какие процессы происходили в выявленной структуре с течением времени и как они соотносятся с процессами и изменениями во всей региональной нефтяной системе.

Таким образом, многие компании пришли к важности бассейнового моделирования. Бассейновое моделирование - методика, позволяющая сопоставить и обработать все имеющиеся по изучаемому бассейну данные с целью восстановления истории его эволюции, установления процессов осадконакопления, а также генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

В настоящее время бассейновое моделирование выполняется с помощью специализированного программного обеспечения (ПО) на мощных компьютерах. Одним из наиболее известных ПО является PetroMod, разработчиком которого является компания Schlumberger.

Высокотехнологичный программный комплекс PetroMod компании Schlumberger, предназначенный для моделирования седиментационных бассейнов и нефтегазоносных систем, осуществляет прогноз времени генерации и масштаб миграции углеводородов из нефтегазоматеринских пород, реконструкцию структуры

бассейна, путей миграции флюидов и оценку наиболее вероятного положения в разрезе потенциальных ловушек и скоплений УВ на основе решения системы дифференциальных уравнений, описывающих основные геологические и геохимические процессы. Моделирование геохимических и геологических процессов во времени может производиться в 1D размерности, если речь идет о восстановлении геологической истории по стволу скважины, в размерности 2D при работе с геологическим профилем и в 3D, если используется набор карт геологических границ исследуемого региона.

При моделировании исследуется множество факторов: осадконакопление, погружение осадков, величина и изменение теплового потока, генерация органического вещества. На выходе же можно получить такие характеристики, как изменение температуры или изменение отражательной способности витринита с глубиной, по которым, имея независимо измеренные данные, можно осуществлять калибровку моделей.

Результатом 1D моделирования являются с одной стороны, оценка зрелости пород в данной скважине, а с другой - калибровка параметров (в частности, теплового потока) для выполнения 2D и 3D моделирования. В ходе 2D и 3D моделирования можно выявить пути миграции углеводородов, а также перспективные на нефть или газ структуры.

В настоящее время добывающие компании, как отечественные, так и зарубежные, активно используют бассейновое моделирование. Это довольно эффективный способ снижения рисков при геологоразведочных работах, позволяющий оценить районы, наиболее перспективные для детальных геофизических исследований и бурения.

Наиболее актуальна проблема снижения рисков в Арктическом регионе, в том числе, в Северно-Чукотском бассейне. Большую часть года здесь царят очень низкие температуры воздуха, а море покрыто толстым слоем льда, что делает бурение весьма трудоемким, высокотехнологичным и дорогостоящим мероприятием. Таким образом, здесь нужно наиболее тщательно и комплексно изучать все данные, чтобы на основе уже имеющихся сведений успешно прогнозировать наличие ловушек с углеводородами. Инструментом для решения поставленной задачи может служить бассейновое моделирование.

В данной работе было проведено 1D моделирование по 7 скважинам на шельфе Аляски, на основе чего были построены 2D модели по 2 взаимно перпендикулярным

профилям, пересекающим Северо-Чукотский бассейн. Для выполнения моделирования использовалось программное обеспечение PetroMod.

3.2 Построение 1D и 2D моделей в ПО PetroMod

1D моделирование проводится по данным скважин. Несмотря на то, что оно не позволяет установить конкретные местоположения скоплений и, тем более, запасы углеводородов, с его помощью можно определить, в каких толщах, вскрытых скважиной, могла происходить их генерация, а также их фазовое состояние, что является крайне необходимым шагом и основой для дальнейшего моделирования. Помимо этого, в ходе 1D моделирования можно откалибровать значения теплового потока для использования их в более сложных 2D и 3D модификациях моделирования, что было использовано в данной работе.

Для построения одномерной модели в ПО PetroMod необходим ряд исходных данных, как то:

- данные о глубине кровли и подошвы каждой вскрытой толщи,
- абсолютное время начала и окончания осадконакопления и эрозий,
- литологическая характеристика пород, слагающих вскрытые толщи.

Для толщ, которые предполагаются как нефтегазоматеринские, также требуются геохимические данные:

- значение среднего содержания органического углерода,
- водородный индекс,
- тип органического вещества (определяемый по диаграмме Ван Кревелена).

Для определения геохимических характеристик горных пород применяют метод Rock-Eval, который позволяет оценить потенциал образцов горной породы на нефть с помощью пиролиза (термического разложения органических соединений при недостатке кислорода) при контролируемом нагреве. Данный метод воссоздает модель протекающих в Земле процессов, влияющих на толщи пород, однако за несравнимо меньшее время. Прогрев производится в широком диапазоне температур: от 30 до 650°C, в атмосфере инертного газа (азота). По мере нагрева фиксируется количество сгенерированных из исходного органического вещества углеводородов, при этом для всех типов пород характерны, как правило, 3 пика: S₁, S₂, S₃. Значение S₁ соответствует высвобождению из образца породы ранее сгенерированных углеводородов. Пик S₂ - образование углеводородов при термическом разложении керогена; S₃ - высвобождение двуокиси углерода CO₂ (т.е., неорганического углерода).

Сумма S_1+S_2 показывает генерационный потенциал породы. Рассчитываемое отношение количества углеводородов, выделившихся из керогена в процессе термической деструкции (S_1+S_2), к содержанию общего органического углерода (ТОС - Total Organic Carbon) является водородным индексом (HI), а отношение выделившегося из керогена CO_2 (S_3) к содержанию общего органического углерода (ТОС) - кислородным индексом (OI): их отношение определяет тип керогена в изучаемой породе.

Следующим шагом в создании 1D модели является задание граничных условий. В ПО PetroMod граничные условия включают следующее:

- значения теплового потока,
- значения палеоглубины бассейна осадконакопления,
- температуры поверхности осадочных пород (которые после задания палеоглубины бассейна, а также его географических координат, в ПО рассчитываются автоматически).

Для каждой из перечисленных характеристик требуется построение их зависимости от абсолютного времени. Таким образом, граничные условия характеризуют геологическую историю изучаемой области земной коры, где формировался исследуемый осадочный бассейн.

Различный состав отложений, представляющих одномерное сечение модели, обуславливает индивидуальные для каждой толщи параметры и закономерности их изменения в зависимости от температуры (глубины погружения). Учитывая изменения в течение геологического времени величины теплового потока, а также свойств горных пород, изменяющихся при погружении (так как увеличиваются температура и давление) - теплоемкости и теплопроводности - моделируется прогрев осадочных отложений.

Результаты 1D моделирования представляют собой рассчитанные графики зависимости ряда характеристик - температуры, давления, пористости, теплопроводности, отражательной способности витринита - от времени и глубины. Имея измерения по скважине, можно производить калибровку полученных графиков, изменяя некоторые параметры (в частности, тепловой поток). Одним из наиболее важных вычисляемых с помощью ПО PetroMod значений является показатель отражательной способности витринита - меры определяемых под микроскопом оптических свойств витринита, одного из компонентов органического вещества горных пород. Отражательная способность витринита выражается как процентная доля

падающего света, отраженного образцом витринита, и по ней можно выяснить, когда началась генерация углеводородов в той или иной толще.

Двухмерное моделирование проводится по данным профиля, проходящего в исследуемом регионе. По его результатам можно судить о наличии и расположении структур с нефтью или газом.

При построении 2D модели в качестве исходных используются тот же набор данных, что и в 1D моделировании. Однако теперь необходимо не задать отметки кровли и подошвы по скважинным данным, а внести в программу оцифрованные границы толщ по моделируемому разрезу. При этом он может быть получен в результате сейсмо-, грави-, электроразведки. После интерпретации геофизических данных получают глубинный разрез, который и используется для моделирования.

При моделировании программа разбивает изучаемый разрез вертикальной сеткой на ячейки. Все нанесенные границы отрисовываются по точкам пересечения с данной сеткой. Соответственно, чем более густую сетку мы задаем при построении модели, тем точнее будет геометрия горизонтов. В то же время, для каждой ячейки можно варьировать граничные условия. Недостатком слишком густой сетки является усложнение модели, что, в свою очередь, приводит к увеличению времени её расчета.

После этого, так же, как и в одномерной модели, необходимо внести данные об абсолютных возрастах рассматриваемых отложений, их литологическую характеристику и геохимические свойства нефтематеринских толщ. При этом в отличие от 1D моделирования, на профиле литология и геохимические параметры толщ могут изменяться. Следовательно, если в пределах изучаемого профиля существуют латеральные изменения состава или геохимических характеристик толщ, нужно внести различные данные в соответствующие ячейки. Позднее программой создаются карты изменения величин для проведения симуляции.

Также отличием двухмерных моделей является наличие в них разломов. Таким образом, сначала в модель заносятся оцифрованные разломы (представляющие собой кривые). В ПО PetroMod разломы учитываются при расчете путей миграции углеводородов, поэтому важным параметром, вносимым в модель для каждого разлома в отдельности, является их способность к фильтрации флюидов.

Таким образом, при моделировании важную роль играют и состав пластов, и формируемые ими структуры. В ходе симуляции производится расчет времени формирования перспективных структур и поступления в них углеводородов. Результатом моделирования является разрез с рассчитанными залежами нефти и газа, а также векторами, показывающими направления миграции углеводородов. Так же, как и

в одномерном моделировании, в двухмерном можно проанализировать изменения таких величин, как температура отложений, отражательная способность витринита, давление, пористость. При этом все описанные результаты можно просмотреть не только для настоящего момента времени, но для всех заданных в модели временных интервалов. Таким образом, итоговая модель позволяет проследить геологическую историю исследуемого бассейна.

Главным недостатком 2-мерного моделирования является невозможность прослеживания геометрии рассчитанных залежей в направлениях, отличных от данного сечения. Таким образом, обоснованно судить о запасах смоделированных залежей также не предоставляется возможным.

Следует отметить, что расчет запасов в двухмерном моделировании производится: оценивается объем нефти и газа в ловушке, исходя из предположения, что она распространяется вкrest на 500 м в каждую сторону от изучаемого разреза (соответственно, общая протяженность 1 км).

3.3 Построение одномерных моделей по скважинам Северной Аляски и прилегающего шельфа

В работе проведено 1D моделирование по скважинам Клондайк, Бургер, Попкорн, Крэкерджэк, Диамонд, расположенным на северо-западной части шельфа американского сектора Чукотского моря, а также скважинам Туналик и Пеард (Peard), расположенным на полуострове Аляска вблизи Чукотского моря (рис.6).

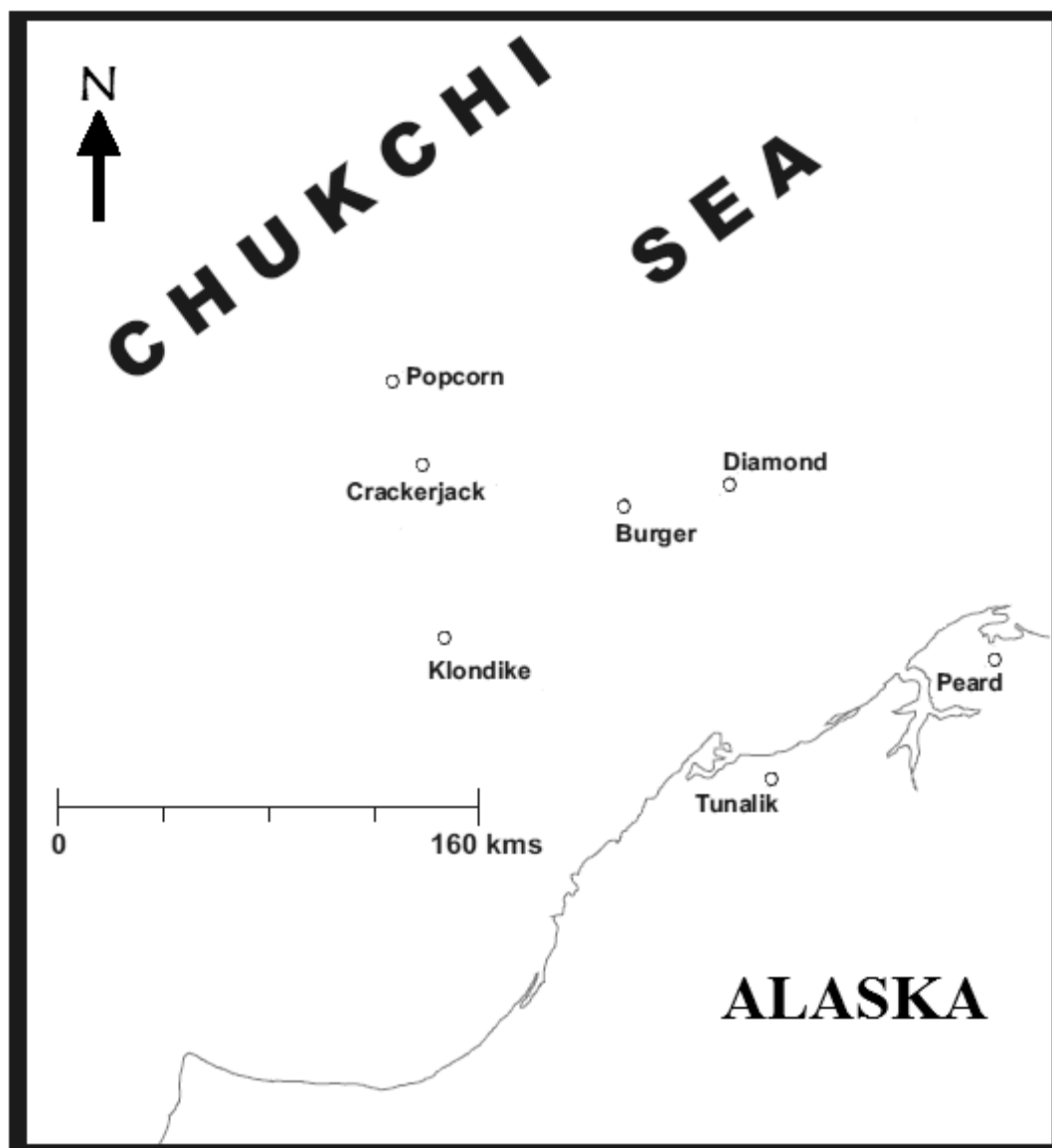


Рисунок 6 Схема расположения скважин, по которым проводилось моделирование (по материалам <http://www.usgs.gov/>)

3.3.1 Исходные данные для одномерных моделей по скважинам на шельфе Аляски

В качестве исходных данных было использовано описание вскрытых указанными скважинами отложений: глубина моря для скважин на акватории, отметки кровли и подошвы толщ, возраст, литологический состав пород, их слагающих, значения отражательной способности витринита в скважинах с привязкой по глубине - все эти данные были заданы по материалам Bureau of ocean energy management и U.S. Geological Survey (<http://www.boem.gov/Alaska-Region>, <http://www.usgs.gov>).

Ряд использованных при моделировании параметров является общим для всех скважин. Таковыми являются, в первую очередь, геохимические характеристики нефтегазоматеринских толщ. Всего в разрезе выявлено 5 толщ, в которых могла

происходить генерация углеводородов: это формации Лисберн, Шублик, Нижний и Верхний Кингак, а также Пebbл Шейл. В каждой из этих формаций концентрация органического углерода повышенная. Ниже приведена информация о данных формациях, основанная на работах Малышев и др., 2010, Полякова и др., 2013, Masterson, 2001, Thurston, Theiss, 1987.

Так для формации Лисберн концентрации органического вещества составляют 0,5-1 % при среднем значении 0,7 %. Водородный индекс формации Лисберн $HI = 200$ (мг УВ/г $C_{орг}$), тип керогена по Д. Ван Кревелену II (сапропелево-гумусовый).

Содержание органического вещества для формаций Нижний и Верхний Кингак изменяется от 0,5 до 6,47 %, при средней концентрации 2,8 %, водородный индекс $HI=312$ (мг УВ/г $C_{орг}$), тип органического вещества по Д. Ван Кревелену II (сапропелево-гумусовый).

Для формации Пebbл Шейл содержание органического вещества варьирует от 1,6 до 5,5 %, в среднем характерны концентрации $C_{орг}$ 2,4 % при водородном индексе $HI= 250$ (мг УВ/г $C_{орг}$) и II типе органического вещества по Д.Ван Кревелену.

Наибольшим генерационным потенциалом обладает средне-верхнетриасовая формация Шублик. Содержание органического углерода $C_{орг}$ здесь может достигать 8 % при средней концентрации ок. 4%. Водородный индекс толщи HI варьирует в широких пределах от 80 (мг УВ/г $C_{орг}$) до 750 (мг УВ/г $C_{орг}$) при среднем значении 470 (мг УВ/г $C_{орг}$). Тип органического вещества по Д.Ван Кревелену I (сапропелевый).

Помимо перечисленных сведений для модели были заданы граничные условия: палеоглубина исследуемого бассейна, закономерность изменения теплового потока и температуры поверхности осадконакопления во времени.

Для определения палеоглубины бассейна были построены кривые колебаний уровня моря, основанные на литологическом составе пород, а также данных о трансгрессиях и регрессиях, размывах в бассейне (Thurston, Theiss, 1987).

Наибольший интерес представляет тепловой поток. Ввиду близкого расположения всех 7 скважин и, предположительно, единой истории накопления вскрытых ими отложений, тепловой поток для них принимался единым.

Для построения графика изменения со временем теплового потока, необходимо было связать его с геологической историей региона. Известно, что активное растяжение коры происходило в нижнемеловое время. Растяжение коры происходит при значительном увеличении теплового потока. Впоследствии тепловой поток снижается при накоплении осадков. В связи с этим для характеристики изменения теплового потока был выбран график, условно поделенный на 3 части:

дорифтовую, рифтовую и пострифтовую. Максимальное значение теплового потока было задано на рифтовом этапе. На дорифтовом и пострифтовом этапах значения теплового потока считались постоянными, причем значение до активного рифтинга принималось несколько выше, чем после него. Это связано с резким накоплением большого количества осадков при быстром погружении бассейна, вызванном рифтингом, что, в свою очередь, служит причиной уменьшения доли глубинного тепла, доходящего до поверхности осадконакопления.

Для пострифтового этапа принималось современное значение теплового потока как среднее по существующим замерам, равное 50-60 мВт/м² (Малышев и др., 2010). Также учитывалось, что максимальные значения теплового потока при активном рифтинге варьирует в среднем в пределах 120-160 мВт/м².

Выше был описан лишь тренд графика зависимости теплового потока от времени. Точные значения устанавливались по результатам процесса калибровки. Калибровка графиков теплового потока проводилась по значениям отражательной способности витринита. Отражательная способность витринита зависит от степени прогрева пород, а следовательно, от теплового потока, поэтому нужно было откорректировать значения теплового потока для достижения соответствия рассчитанных значений отражательной способности витринита с реально измеренными в скважинах. В данной работе тепловой поток для изученных скважин считается единым, вследствие чего корректировка его зависимости от времени проводилась по всем 7 скважинам итеративно.

Откалиброванные данные по тепловому потоку можно использовать не только при моделировании Северо-Аляскинского бассейна, но также и Северо-Чукотского. Ввиду общности истории и эволюции бассейнов, при учете отсутствия калибровочных данных в Северо-Чукотском бассейне, график изменения теплового потока со временем является одной из наиболее важных характеристик для изучения российского сектора Чукотского моря, получаемых при моделировании по американским скважинам.

Палеотемпература поверхности осадконакопления рассчитывалась программой автоматически на основе предыдущих двух граничных условий для 71° с.ш. Северной Америки.

1. Скважиной Туналик вскрывается наиболее полный разрез отложений от каменноугольной группы Лисберн до кайнозойских верхнебрукских отложений. Глубина скважины составляет 6200 м. Ниже представлены сведения о формациях, вскрытых скважиной Туналик, использованные при моделировании (рис. 7), данные о

колебаниях уровня моря (рис. 8), а также откалиброванный (по данным этой и других скважин) палеотепловой поток (рис. 9).

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
Nanushuk	0	1905	1905	240	112.00	65.00	65.00	0.00	Shale 80 silt 10 sand 10	Overburden Rock			
Torok	1905	3242	1337		125.00	112.00			Shale 75 sand 25	Seal Rock			
Pebble Shale	3242	3322	80		130.00	125.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	2.40	Pepper&Corvii(1995)_TII(B)	250.00
Kuparuk	3322	4101	779		146.00	130.00			Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
Upper Kingak	4101	4167	66		161.00	146.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	2.80	Pepper&Corvii(1995)_TII(B)	312.00
Lower Kingak	4167	4374	207		176.00	161.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	2.80	Pepper&Corvii(1995)_TII(B)	312.00
Sag River	4374	4417	43		200.00	176.00			Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
Shublik	4417	4519	102		246.00	200.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	4.00	Pepper&Corvii(1995)_TII(C)	470.00
Ivishak	4519	4654	135		249.00	246.00			Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
Kavik	4654	5151	497		256.00	249.00			Sand 90 shale 10	Reservoir Rock			
Echooka	5151	5212	61		260.00	256.00			Sand 90 shale 10	Reservoir Rock			
Lisburn	5212	6198	986		320.00	260.00			Limestone (shaly)	Source Rock	0.70	Pepper&Corvii(1995)_TII(B)	200.00
						320.00							

Рисунок 7 Исходные данные для моделирования по скважине Туналик

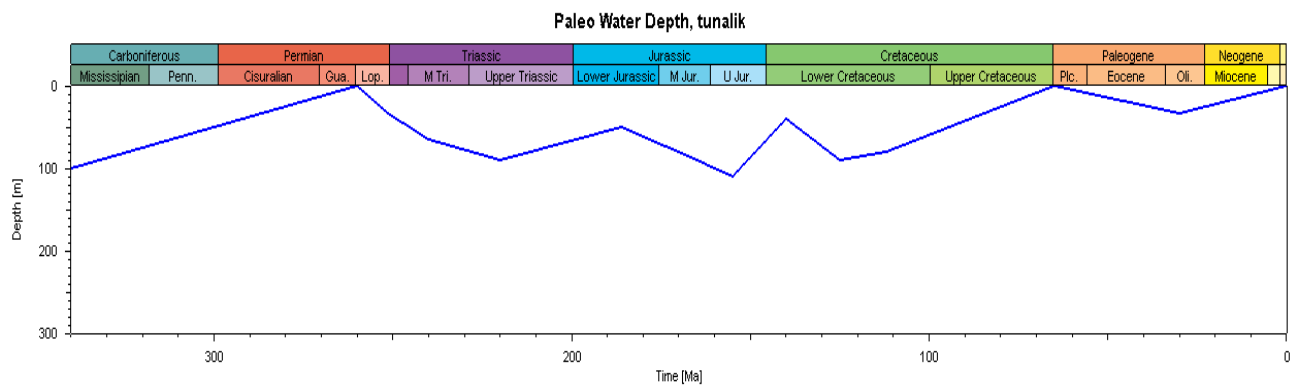


Рисунок 8 График изменения глубины моря в точке бурения скважины Туналик

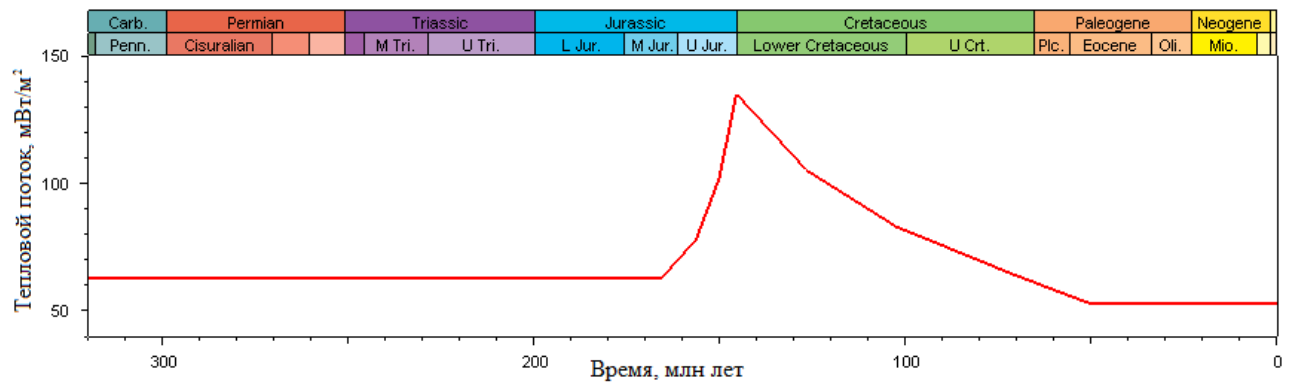


Рисунок 9 График изменения теплового потока в исследуемом районе

Аналогичным образом вводились исходные данные и для других исследованных скважин.

2. Скважиной Клондайк вскрывается разрез отложений от нижнетриасовой формации Кэвик до кайнозойских верхнебрукских отложений, при этом здесь произошла эрозия ниже- и среднеюрских осадков. Глубина скважины составляет 3660 м.

3. Скважиной Крекерджек вскрывается разрез от каменноугольной группы Лисберн до кайнозойских верхнебрукских отложений, однако здесь имел место размыв триасовых и ниже- и среднеюрских осадков. Глубина скважины составляет 2918 м.

4. Скважиной Попкорн вскрывается разрез отложений от каменноугольной группы Лисберн до кайнозойских верхнебрукских отложений, при этом здесь произошла эрозия осадков от верхнепермских до среднеюрских. Глубина скважины составляет 3007 м.

5. Скважиной Бюргер вскрывается верхняя часть разреза, начиная от среднеюрской формации Нижний Кингак и до кайнозойских верхнебрукских отложений. Глубина скважины составляет 2500 м.

6. Скважиной Диамонд вскрывается разрез от каменноугольной группы Лисберн до кайнозойских верхнебрукских отложений, однако здесь имел место размыв юрских и нижней части нижнемеловых осадков. Глубина скважины составляет 2056 м.

7. Скважиной Пеард вскрывается полный разрез отложений от верхнепермской формации Эчука до кайнозойских верхнебрукских отложений. Глубина скважины составляет 2938 м.

3.3.2 Результаты моделирования по скважинам на шельфе Аляски

По исходным данным в ПО PetroMod были рассчитаны модели для скважин Клондайк, Бургер, Попкорн, Крекерджек, Диамонд, Туналик и Пеард, представленные графиками изменения со временем и с глубиной различных характеристик – температуры отложений, отражательной способности витринита, давления, пористости, теплопроводности.

Все модели были откалиброваны по значениям отражательной способности витринита (рис. 10-16) по данным ОАО "Дальморнефтегеофизика" (Геологическое строение..., 2009) и геологической службы США (<http://www.usgs.gov>) – с помощью регулировки значений теплового потока (рис.9).

По результатам моделирования нельзя однозначно назвать стадию катагенеза, соответствующую той или иной материнской толще. Так, для формации Лисберн характерны все стадии от МК1 (в скважине Попкорн) по МК5 (в скважине Диамонд) и даже АК (в скважине Туналик); для формации Шублик - стадии от МК2 по МК5 с преобладанием МК2; для формации Нижний Кингак - также стадии от МК2 по МК5; для формации Верхний Кингак характерна и более ранняя стадия преобразования осадка - ПК3, однако отложения этой формации также местами достигли стадий МК2-

МК5. Отложения Пebbл Шейл являются в целом наименее преобразованными с преобладанием стадий ПКЗ-МК2, достигая уровня МК5 лишь в одной скважине. Такой большой разброс стадий можно объяснить различными глубинами залегания одних и тех же формаций в разных скважинах.

Стадии катагенеза определяются по соответствующим значениям отражательной способности витринита, варьирующим в широком диапазоне от 0,4 до 4,5 %.

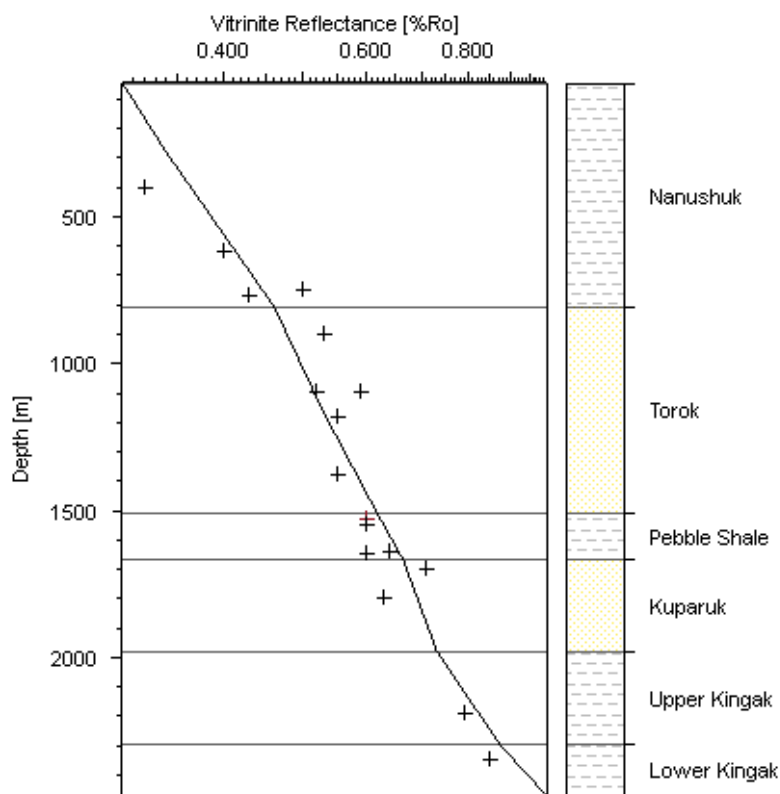


Рисунок 10 График изменения отражательной способности витринита с глубиной в скважине Бюргер

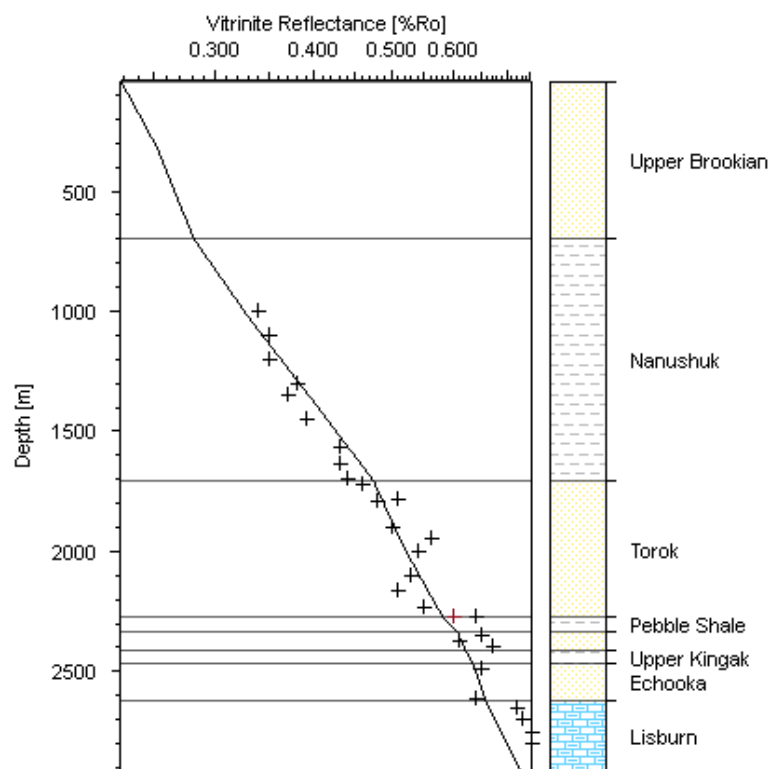


Рисунок 11 График изменения отражательной способности витринита с глубиной в скважине
Крекерджек

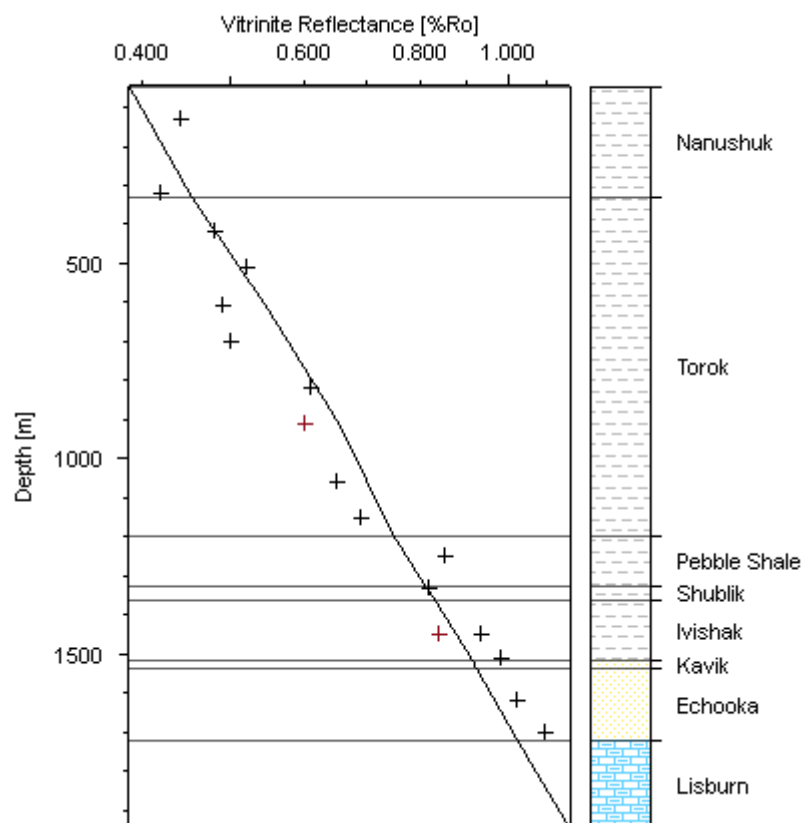


Рисунок 12 График изменения отражательной способности витринита с глубиной в скважине
Диамонд

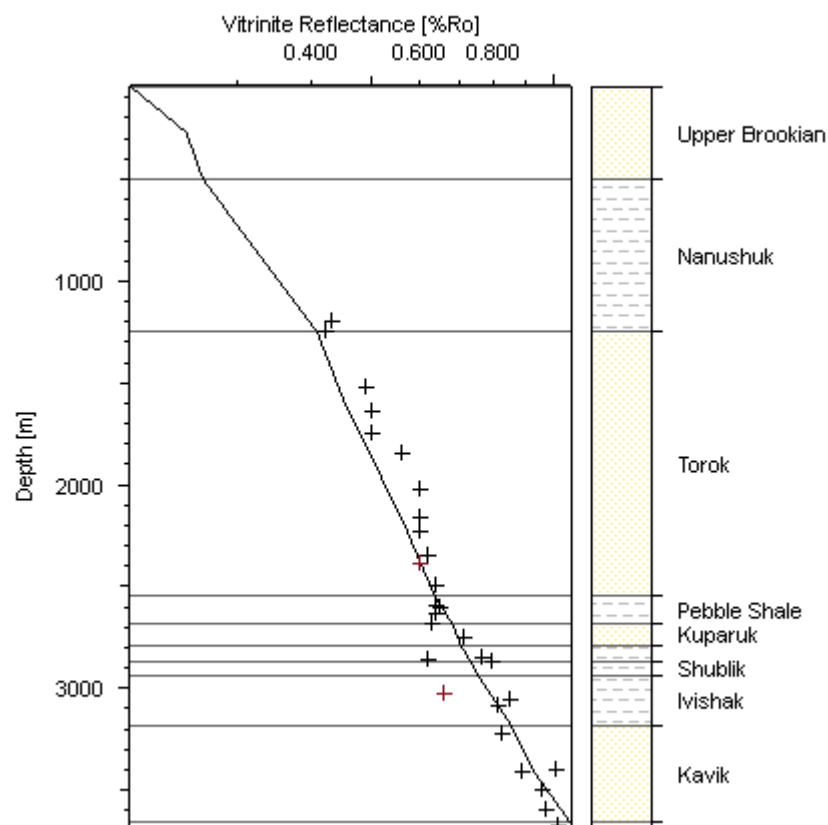


Рисунок 13 График изменения отражательной способности витринита с глубиной в скважине
Клондайк

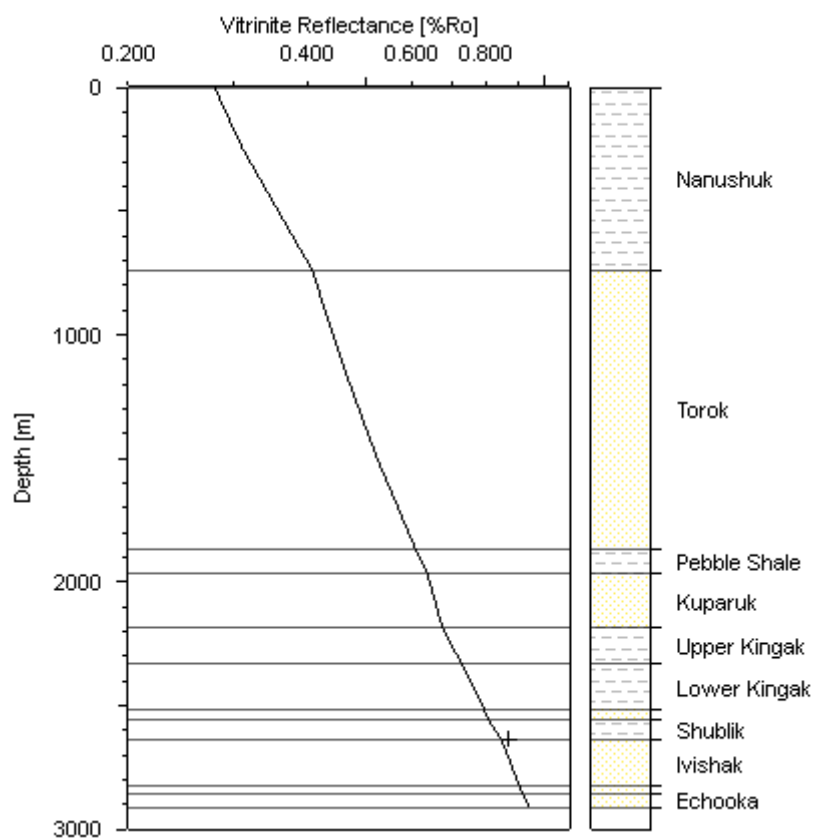


Рисунок 14 График изменения отражательной способности витринита с глубиной в скважине
Пеард

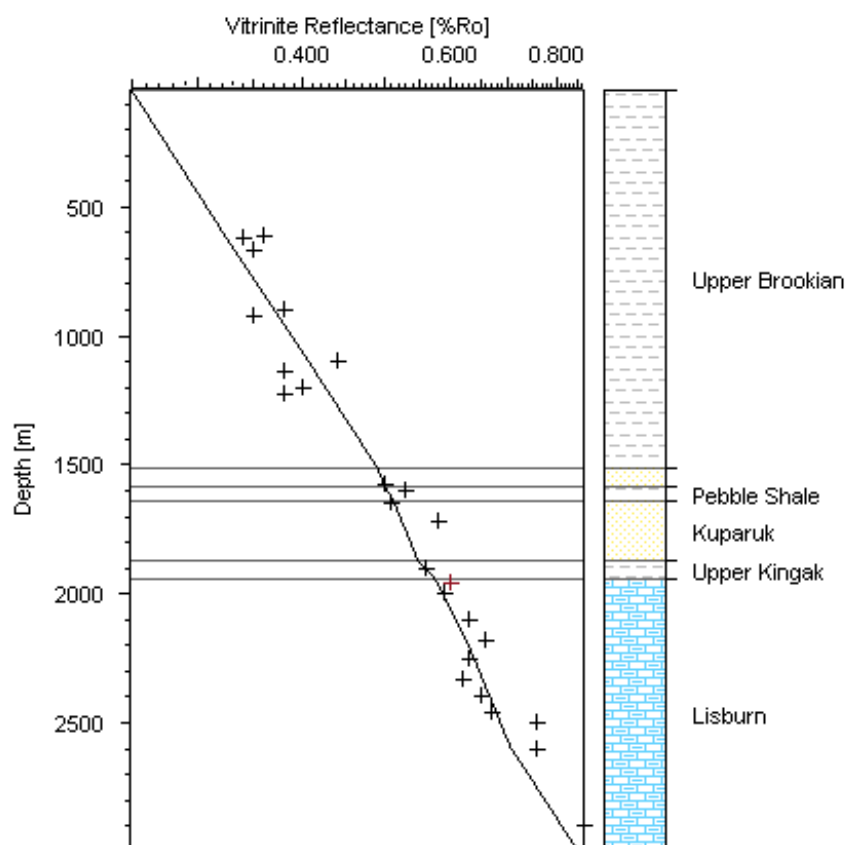


Рисунок 15 График изменения отражательной способности витринита с глубиной в скважине Попкорн

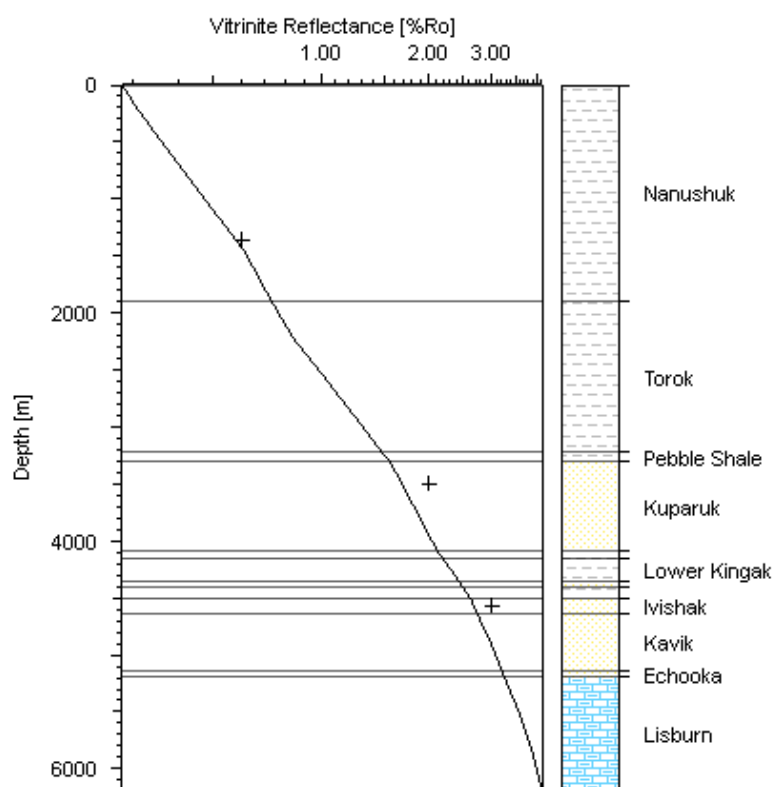


Рисунок 16 График изменения отражательной способности витринита с глубиной в скважине Туналик

Все материнские породы проходили (или проходят в настоящий момент) как более ранние стадии мезокатагенеза (МК1-МК3), соответствующие так называемому "нефтяному окну", так и более поздние, отвечающие "газовому окну" (МК4-МК5). С учетом преимущественно сапропелево-гумусового типа органического вещества, содержащегося в материнских породах, можно утверждать, что материнские формации способны генерировать и нефть, и газ (либо уже сгенерировали). Таким образом, можно сделать вывод, что все эти формации могут быть источниками углеводородов, формирующих скопления нефти и газа Северо-Аляскинского бассейна.

3.4 Построение двухмерных моделей по профилям в Северо-Чукотском бассейне

В рамках данной работы было проведено двухмерное бассейновое моделирование по 2 взаимно перпендикулярным сейсмическим профилям SC-90-12 и SC-90-17a, пересекающим Северо-Чукотский бассейн. Профиль SC-90-12 пересекает его южную часть (Северо-Врангелевский прогиб, являющийся частью Северо-Чукотского бассейна), а профиль SC-90-17a пересекает его с юга на север (охватывая и Северо-Врангелевский, и Северо-Чукотский прогибы) (рис. 17).

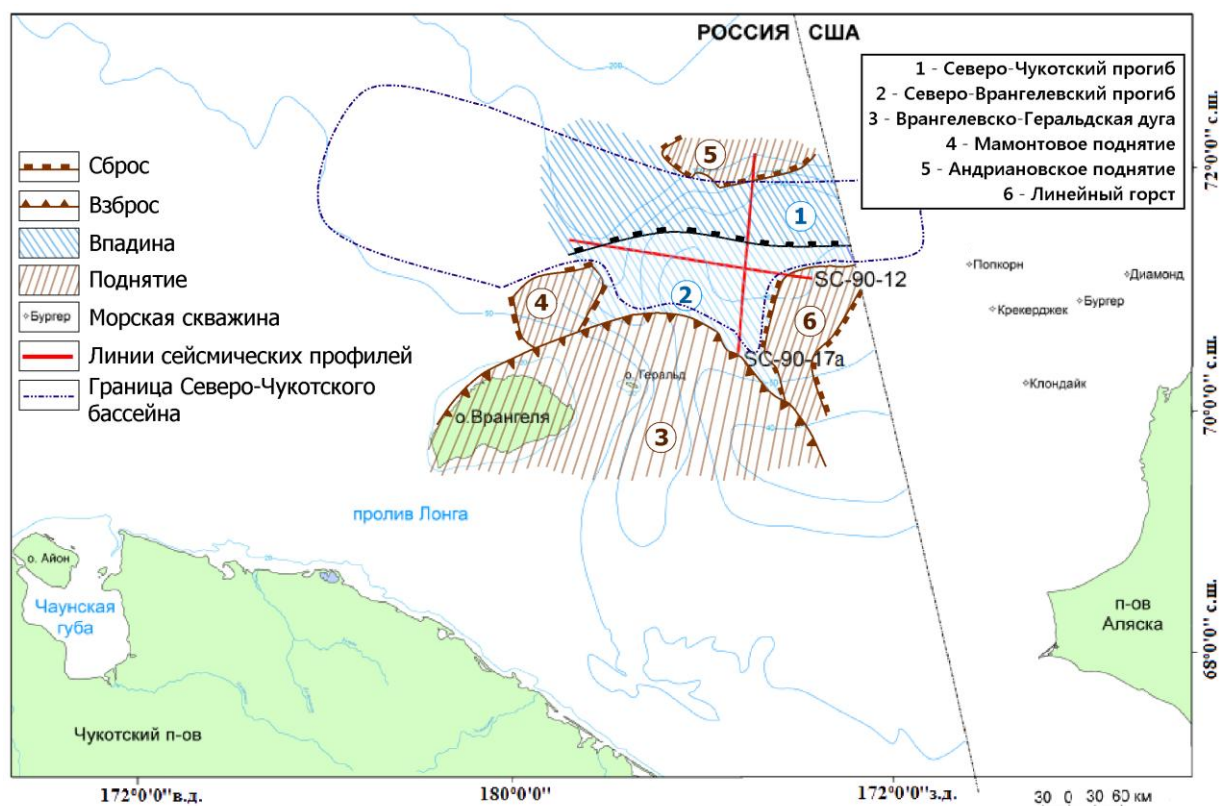


Рисунок 17 Схема расположения сейсмических профилей SC-90-12 и SC-90-17a (по материалам Геологическое строение..., 2009)

3.4.1 Исходные данные для двухмерных моделей в Северо-Чукотском бассейне

Первым шагом при создании модели было занесение в нее всех геологических границ и разломов, отображенных на интерпретированных сейсмогеологических профилях (см. рис. 18, 19).

Рисунок 18 Интерпретированный сейсмический профиль SC-90-12 (по материалам Геологическое строение..., 2009)

Рисунок 19 Интерпретированный сейсмический профиль SC-90-17a (по материалам Геологическое строение..., 2009)

Границы крупных сейсмокомплексов, отображенные на существующих профилях, были оцифрованы и занесены в программу с присвоением им

соответствующих возрастов (см. рис. 5). Выделенные между несогласиями сейсмостратиграфические комплексы были пропорционально разделены на толщи в соответствии со стратиграфией шельфа Аляски (Thurston D.K., Theiss L.A., 1987, <http://www.usgs.gov>) и тоже внесены в модель.

Далее в модель была внесена информация о литологическом составе пород и геохимические характеристики материнских толщ в соответствии с 1D моделированием по скважинам Северной Аляски. Для просчета миграции и аккумуляции углеводородов были также обозначены толщи-коллекторы.

Важную роль при миграции и аккумуляции нефти и газа также играют разломы. В частности, их способность пропускать флюиды. Достоверно определить, могут ли флюиды мигрировать по данным разломам, не представляется возможным, поэтому для обоих профилей было проведено моделирование, как при открытых разломах, так и при закрытых.

После перечисленных параметров в модели были заданы тренды граничных условий. Так, для описания палеоглубин бассейна было использовано по 5 закономерностей для разных ячеек профилей, созданные аналогично таковым в моделях по скважинам Северной Аляски. После этого по данным о палеоглубинах и координатах профилей были рассчитаны графики температур поверхности осадконакопления в зависимости от времени. Закономерность изменения теплового потока во времени была задана общая для обоих профилей и соответствующая соответствующему откалиброванному графику, полученному в результате одномерного моделирования. По всем соответствующим трендам были созданы карты, которые и были использованы программой для расчетов.

3.4.2 Результаты моделирования по профилям в Северо-Чукотском бассейне

В результате моделирования по сейсмическим профилям SC-90-12 и SC-90-17a были получены серии изображений обоих разрезов, по которым можно проследить историю осадконакопления Северо-Чукотского бассейна, включающую образование и изменение толщ и формирование в них залежей с нефтью и газом.

Начало формирования Северо-Чукотского бассейна приходится на средний карбон. В позднеюрское время в регионе происходило растяжение земной коры, приведшее к быстрому погружению. При этом осадки подверглись интенсивному воздействию теплового потока, способствовавшего более быстрому созреванию органического вещества, насыщающего породы.

Наиболее глубоко залегающая материнская толща Лисберн вошла в нефтяное окно (средний показатель отражательной способности витринита составил 0,55-0,7%, а температура толщи около 80-120°C, что соответствует стадии катагенеза МК1) к моменту времени 246 Ма (нижний-средний триас), когда отложения были погружены на глубину около 2-3 км. К моменту времени 163 Ма (средняя юра) происходила активная миграция углеводородов в вышележащие песчаные толщи и аккумуляция в толще Ивишак, экранируемой толщей Шублик (см. рис. 20).

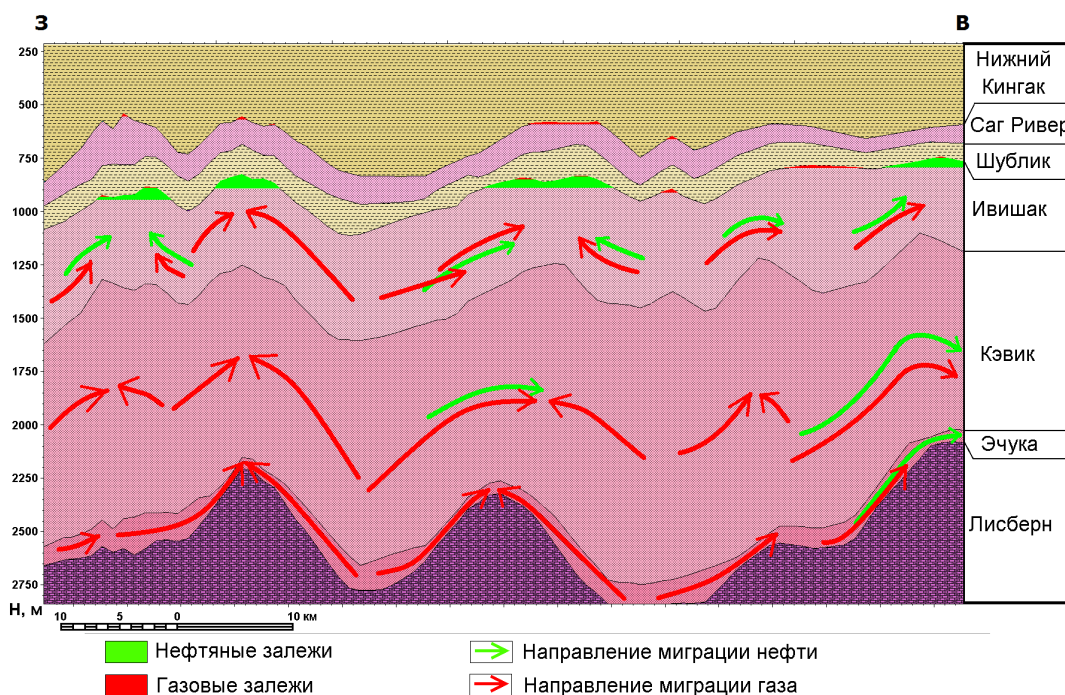


Рисунок 20 Модель миграции углеводородов по профилю SC-90-12 (163 Ма)

К этому моменту времени значение отражательной способности витринита возросло до 1,3% (степень катагенеза МК4) и толща Лисберн начала генерировать газ. В вышележащей нефтегазоматеринской толще Шублик генерация углеводородов началась к моменту времени 160 Ма (поздняя юра). К моменту времени 146 Ма (поздняя юра-ранний мел) начали формироваться первые ловушки с углеводородами в толще Саг Ривер, чему способствовало наличие перекрывающего её глинистого флюидоупора, которым послужила формация Кингак.

В это же время постепенно созревала и начинала генерировать нефть толща Кингак (Верхний и Нижний). По мере созревания прогрев и степень зрелости пород возрастали и к моменту времени 127 Ма (ранний мел) составили 120-160 °C и 1,3-2% соответственно (степень катагенеза МК4-МК5), и породы стали генерировать газ. Сформированные углеводороды мигрировали в вышележащую песчанистую толщу Купарук, где и формировали ловушки, чему способствовало наличие экранирующей толщи Пebbл Шейл.

Следует отметить, что история формирования бассейна и созревания органического вещества не зависят от характеристик разломов (способности пропускать через себя флюид). Способность разломов пропускать нефть и газ будет оказывать влияние уже на формирование ловушек. Поэтому построенные модели по каждому из профилей, различающиеся только характеристиками разломов рассматривались совместно.

Процессы генерации и миграции углеводородов и наличие благоприятных условий для формирования ловушек (в числе которых наличие толщи-коллектора и перекрывающего её флюидоупора, а также тектонические процессы, приведшие к формированию отрицательных структур, где могли задерживаться нефть и газ) привели к формированию в бассейне к настоящему времени залежей нефти и газа на глубинах от 1800 м до 7300 м по профилю SC-90-17a и от 3100 м до 5300-5700 м (в зависимости от характеристик разломов) по профилю SC-90-12. Модели по каждому из профилей с открытыми и закрытыми разломами представлены в приложениях (прил. 1-4).

К настоящему времени отложения толщ Лисберн, залегающей в Северо-Чукотском бассейне на глубинах от 3,5 до 9 км, и Шублик, залегающей на глубинах от 2,5 до 13,5 км, выработаны полностью. В наиболее погруженных участках бассейна (от 5 до 8,5 км) толщи Нижний и Верхний Кингак также выработаны практически полностью. Для вышерасположенных участков величина выработанности варьирует от 80% до 0. При этом значения отражательной способности витринита изменяются в среднем от 1 до 2% (см. прил. 5, 6).

Сравнение аналогичных моделей с закрытыми разломами и открытыми выявило, что ряд структур, содержащих углеводороды, совпадает. Однако не все они попарно дублируются. Также существенным отличием моделей друг от друга является количество углеводородов в отдельных ловушках и в разрезе в целом. Тем не менее, можно выделить перспективные структуры, которые содержат углеводороды и в случае проницаемых, и в случае непроницаемых разломов.

Таким образом, в результате моделирования выявлено три нефтегазоносных комплекса, в которых образовались скопления углеводородов: в элсмирском и бофортском комплексах (см. табл.). В элсмирском комплексе выделено 2 нефтегазоносных системы. В нижней (каменноугольно-триасовой) системе нефтегазоматеринской является карбонатная толща Лисберн. Коллектором выступает песчаная группа Садлерочит (преимущественно расположенная наиболее высоко по разрезу толща Ивишак), а флюидоупором – формация Шублик. Верхняя нефтеносная система сложена материнской толщей Шублик, песчаным коллектором Саг Ривер,

перекрывающей толщей является толща Нижний Кингак. Бофортский нефтегазоносный комплекс представлен генерирующей толщей Кингак (и Верхний, и Нижний), резервуаром Купарук и перекрыт экранирующей толщей Пеббл Шейл.

Таблица

Структура выявленных при моделировании нефтегазоносных комплексов

Нефтегазоносная система	Материнская толща	Коллектор	Флюидоупор
Каменноугольно-триасовая	Лисберн	Группа Сэдлерочит	Шублик
Триасово-юрская	Шублик	Саг Ривер	Нижний Кингак
Юрско-меловая	Группа Кингак	Купарук	Пиббл Шейл

Вид флюида (нефть или газ) в залежи зависит, в первую очередь, от типа органического вещества, из которого он мигрировал. Также важен прогрев генерирующих толщ и толщ-коллекторов, в которых сформировавшиеся углеводороды накапливаются. Так, в элсмирском комплексе для группы Садлерочит были получены преимущественно газовые залежи, так как связанная с ней нефтегазоматеринская толща Лисберн содержит органическое вещество II типа, и они обе были подвержены сильному прогреву. В вышележащей толще Саг Ривер были получены и нефтяные, и газовые скопления: несмотря на I тип органического вещества в генетически связанной с ними толще Шублик (для которого характерна преимущественная нефтегенерация), эта нефтегазовая система находится достаточно глубоко, вследствие чего достаточно сильно прогрелась. В бофортском комплексе были получены и нефтяные, и газовые залежи с преобладанием нефтяных, что объясняется II типом керогена в нефтегазоматеринской толще, а также их относительно небольшим прогревом (100-160°C, что характерно для нефтяного окна и нижней части газового).

Следует также отметить наличие в исследуемом регионе дополнительных перспектив нефтегазоносности, связанных с отложениями Брукского комплекса. Ввиду отсутствия информации о его более детальном разделении (достаточном для моделирования), здесь не было выделено нефтегазоносных комплексов. Однако в разрезе имеется нефтематеринская толща Пеббл Шейл, подстилающая эти отложения. В более погруженных частях она уже прошла нефтяное и газовое окна и её органическое вещество полностью выработано, а в менее - находится в пределах зон нефтегазогенерации, вследствие чего выше нее, при наличии ловушек, могли образовываться залежи углеводородов. Таким образом, общее увеличение изученности региона и большая детализация в расчленении осадочного чехла в перспективе могут привести к увеличению начальных геологических запасов шельфа Чукотского моря.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время бассейновое моделирование является одним из наиболее востребованных методов при оценке углеводородного потенциала труднодоступных районов, позволяя минимизировать риски и повысить экономическую эффективность производимых работ.

Очевидно, что изучение Чукотскоморского региона весьма важно как с фундаментальной, так и прикладной точек зрения. Безусловно, Арктический шельф привлекает внимание геологического сообщества по всему миру, поскольку является перспективной областью для наращивания топливно-энергетических ресурсов.

Однако суровые климатические условия, удаленность региона (в частности, дальность от берега) и ряд других факторов делают геологоразведочные работы для исследования Северо-Чукотского бассейна крайне дорогостоящими и, более того, при современной экономической ситуации невыгодными. В сложившейся ситуации для прогноза нефтегазоносности, определения перспективных участков для детального изучения и снижения рисков при бурении на основе уже полученных, а также предположенных по аналогии с более изученным Северо-Аляскинским бассейном данных возможно и весьма эффективно проведение бассейнового моделирования.

Таким образом, для оценки перспектив нефтегазоносности Северо-Чукотского бассейна было проведено двухмерное бассейновое моделирование по сейсмогеологическим профилям с использованием исходных данных по скважинам Северной Аляски и прилегающего шельфа.

Результаты бассейнового моделирования, выполненного в настоящей работе, выявили перспективные в нефтегазоносном отношении структуры Северо-Чукотского бассейна: моделирование показывает наличие в бассейне залежей нефти и газа на глубинах от 1800 м до 7300 м. При этом в Северо-Врангелевском прогибе следует ожидать открытия больших скоплений нефти и, в меньшей степени, газа. В Северо-Чукотском прогибе ожидается открытие преимущественно газовых ловушек на больших глубинах (более 6 км).

Однако полученных данных, безусловно, недостаточно для однозначного утверждения о наличии в регионе углеводородов. Данный результат следует считать промежуточным, ввиду того, что моделирование проводилось на основе обобщенных сведений по смежному региону. Для более полной характеристики нефтегазоносного потенциала Северо-Чукотского бассейна необходимы дальнейшие исследования, включающие, в первую очередь, бурение для уточнения интерпретации сейсмических

профилей, а также получения точных литологических и геохимических данных по толщам; проведение высокоточной сейсмической съемки; двухмерное бассейновое моделирование по профилям, расположенным в разных частях бассейна, а также трехмерное моделирование – для получения представления о пространственном осадконакоплении, образовании залежей углеводородов, а также численной оценки нефтегазоносности в пределах изучаемой площади.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Печатные издания:

Артюшков Е.В. Образование сверхглубокого Северо-Чукотского прогиба вследствие эклогитизации нижней части континентальной коры. Перспективы нефтегазоносности // Геология и геофизика, 2010. Т. 51. № 1. С. 61-74.

Атлас нефтяной геологии российского сектора Чукотского моря. Южно-Сахалинск: ФГУП «Дальморнефтегеофизика», 2002 г., 160 стр.

Вержбицкий В.Е., Соколов С.Д., Тучкова М.И. Тектоника, этапы структурной эволюции и перспективы нефтегазоносности шельфа Чукотского моря (Российская Арктика) // Геология полярных областей Земли. Материалы XLII Тектонического совещания, 2009. Том 1. С. 85-90.

Вержбицкий В. Е., Соколов С. Д., Франтцен Э. М., Тучкова М. И., Банников Г. А. Тектоническая структура, осадочные бассейны и перспективы нефтегазоносности шельфа Чукотского моря (Российская Арктика) // Газовая промышленность, 2010. №14. С.32-37.

Виноградов В.А., Горячев Ю.В., Гусев Е.А. Сквозные структурные зоны шельф-океан Восточной Арктики // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона, 2010. Т. 210, №7. С. 32-47.

Виноградов В.А., Гусев Е.А., Лопатин Б.Г. Возраст и структура осадочного чехла Восточно-Арктического шельфа России // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона, 2004. № 5. С.202-212.

Геологическое строение и углеводородный потенциал шельфа Дальнего Востока России. Раздел III. Восточно-Арктический шельф. Восточно-Сибирское и Чукотское моря. ОАО «Дальморнефтегеофизика», 2009 г., 178 стр.

Горкин А. П. География. Современная иллюстрированная энциклопедия. М.: Росмэн. 2006. 624 с.

Дараган-Суцова Л.А., Петров О.В., Соболев Н.Н., Дараган-Суцов Ю.И., Гринько Л.Р., Петровская Н.А. Геология и тектоника северо-востока Российской Арктики (по сейсмическим данным) // Геотектоника, 2015. № 6. С. 3–19.

Косько М.К., Буценко В.В., Иванов В.Л., Кораго Е.А., Поселов В.А., Супруненко О.И. К тектонике Северного Ледовитого океана и его континентальной окраины // 60 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане (под. ред. В.Л. Иванова). Спб.: ВНИИОкеангеология, 2008. № с. 16-43.

Кулемин Р.Ф., Серебрякова О.А. Корреляция палеозой-мезозойских отложений Северо-Чукотского осадочного бассейна и Аляски // Геология, география и глобальная энергия. 2011. №2 С. 119-125

Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2010. № 1. С. 20-28.

Оруджева Д.С., Обухов А.Л., Агапитов Д.Д. Перспективы нефтепоисковых работ в Чукотском море // Геология нефти и газа, 1999. № 2. С. 28-33.

Петровская Н.А. Некоторые черты геологического строения Восточно-Сибирского и Чукотского морей // Геология полярных областей Земли. Материалы XLII Тектонического совещания, 2009. Том 2. С.112-115.

Петровская Н.А., Савишкина М.А. Сопоставление сейсмокомплексов и основных несогласий в осадочном чехле шельфа Восточной Арктики // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2014. Т.9, №3.

Полякова И.Д., Богоявленский И.В., Данилина А.Н. Характеристика нефтегазоматеринских толщ Арктики, палеогеографические и геодинамические аспекты их образования // Арктика: экология и экономика, 2013. № 1(9). С.46-59.

Хаин В.Е., Полякова И.Д., Филатова Н.И. Тектоника и нефтегазоносность Восточной Арктики // Геология и геофизика, 2009. Т. 50, № 4. С. 443—460.

Al-Hajeri M.M., Saeed M., Peters K., Swientek O. et al Basin and Petroleum System Modeling // Oilfield Review Summer, 2009. V.21, I.2. P.14-29.

Grantz A., May S.D., Hart P.E. Geology of the Arctic continental margin of Alaska // The Geology of North America, 1994. V.G-1. P.17-48.

Masterson W.D. Petroleum filling history of Central Alaskan north slope fields. PhD dissertation. The University of Texas at Dallas, 2001. 173 p. (Geosciences department)

Thurston D.K., Theiss L.A. Geologic report for the Chukchi Sea planning area, Alaska. OCS Report MMS 87-0046, Anchorage, Alaska, 1987, 193 p.

Интернет-ресурсы:

ВНИИОкеангеология: <http://vniio.ru>

Чукотский автономный округ: <http://чукотка.рф>

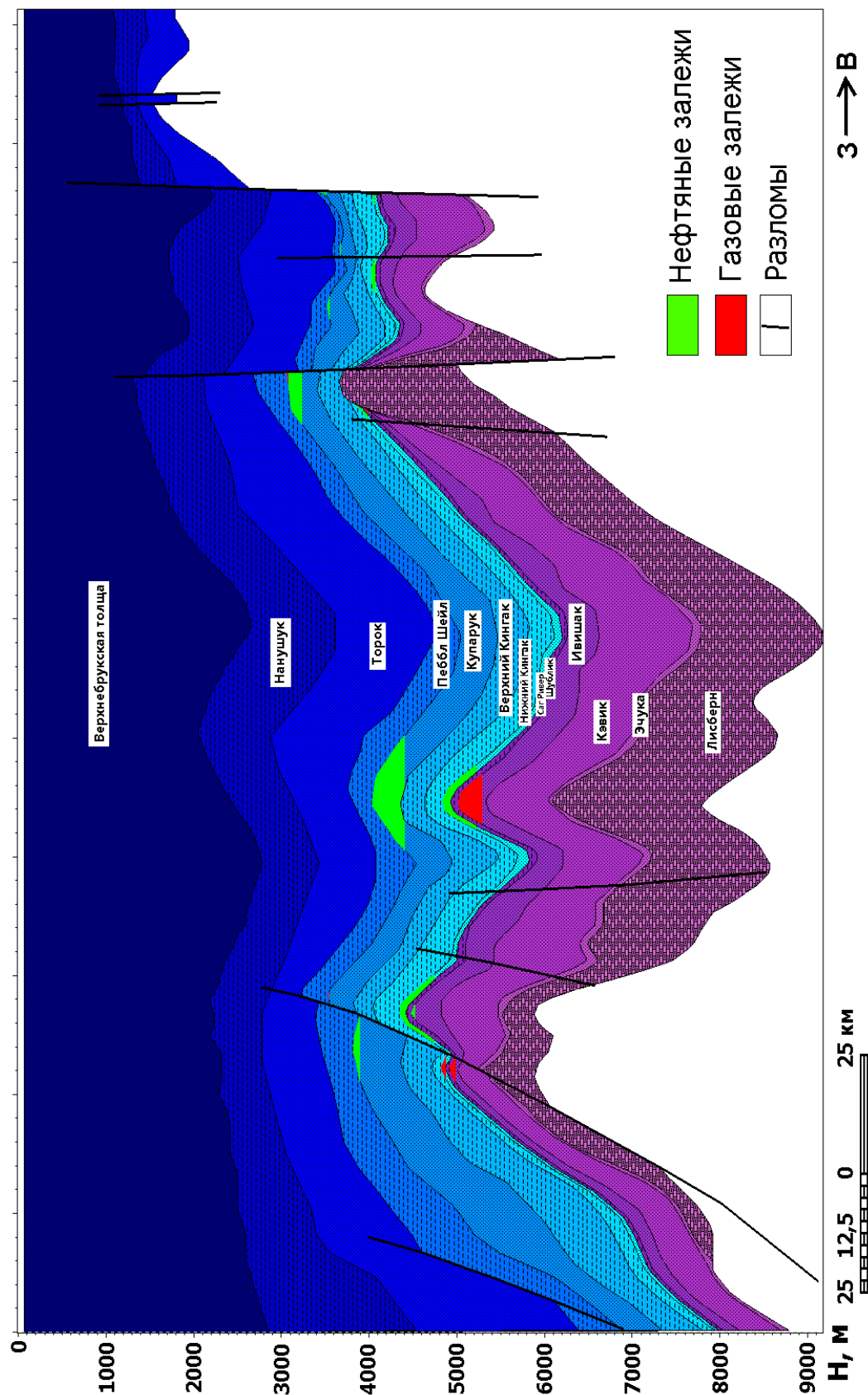
Bureau of ocean energy management: <http://www.boem.gov/Alaska-Region>

U.S. Geological Survey: <http://www.usgs.gov>

ПРИЛОЖЕНИЯ

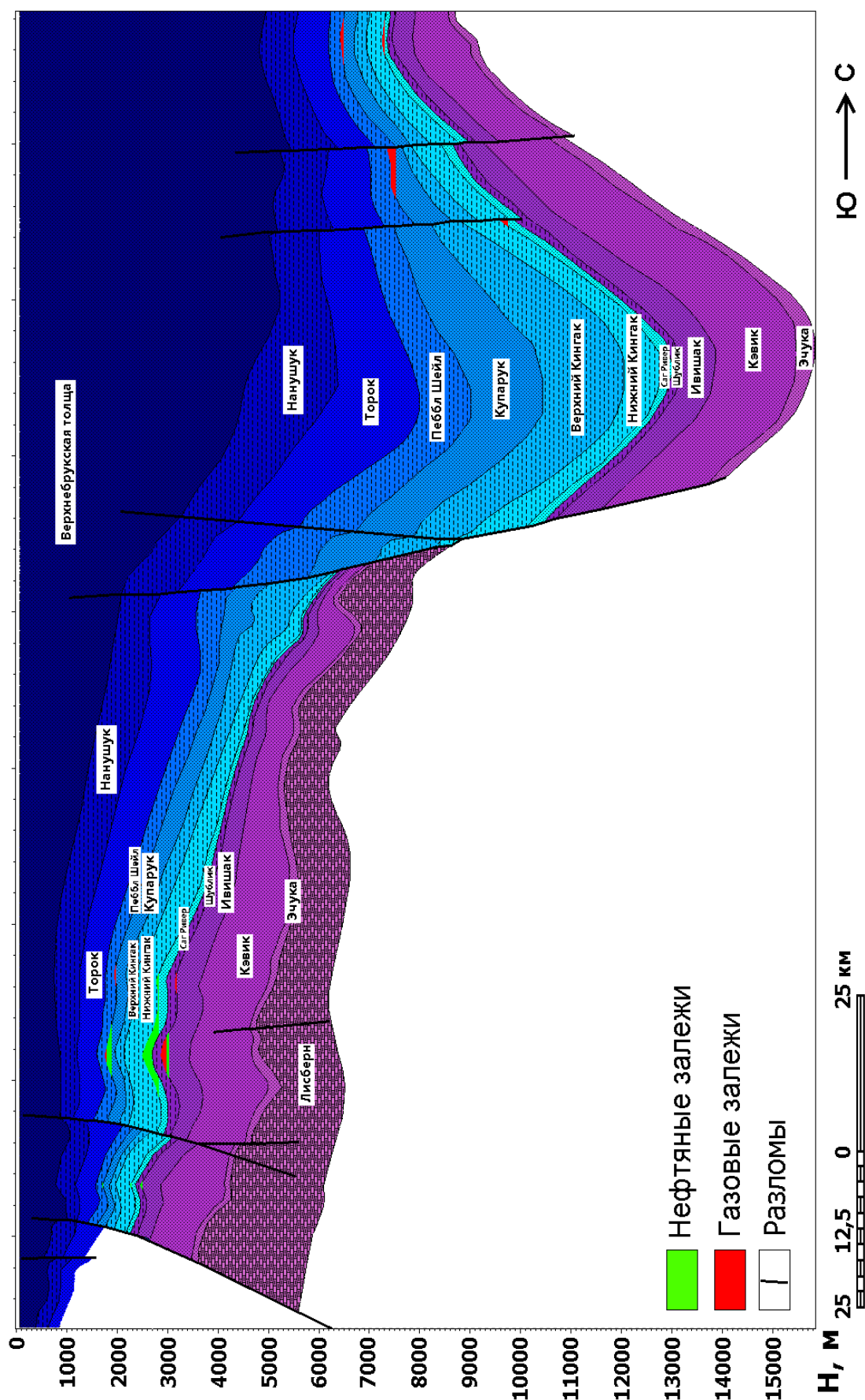
Приложение 1

Модель по профилю SC-90-12 (с открытыми разломами)



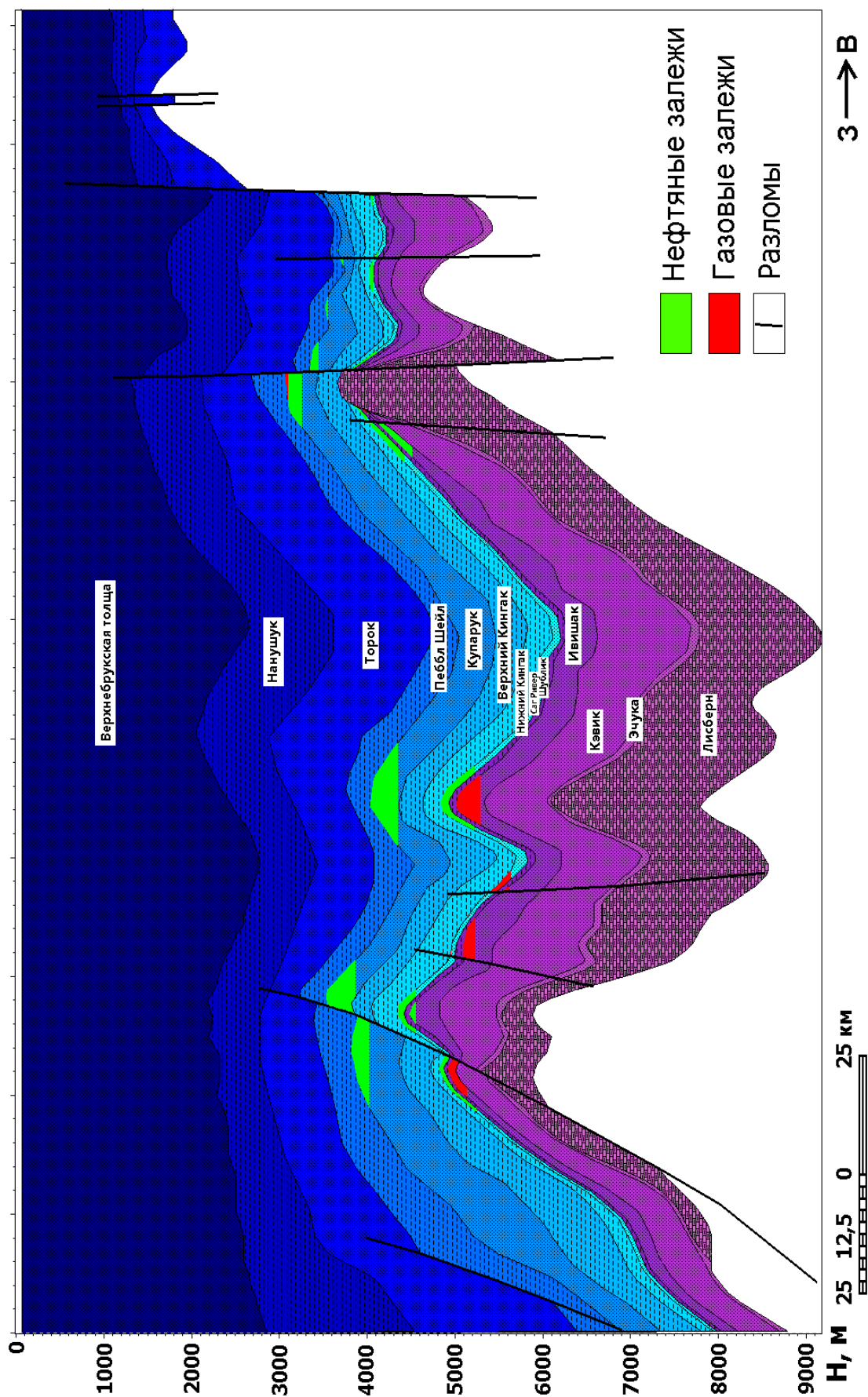
Приложение 2

Модель по профилю SC-90-17а (с открытыми разломами)



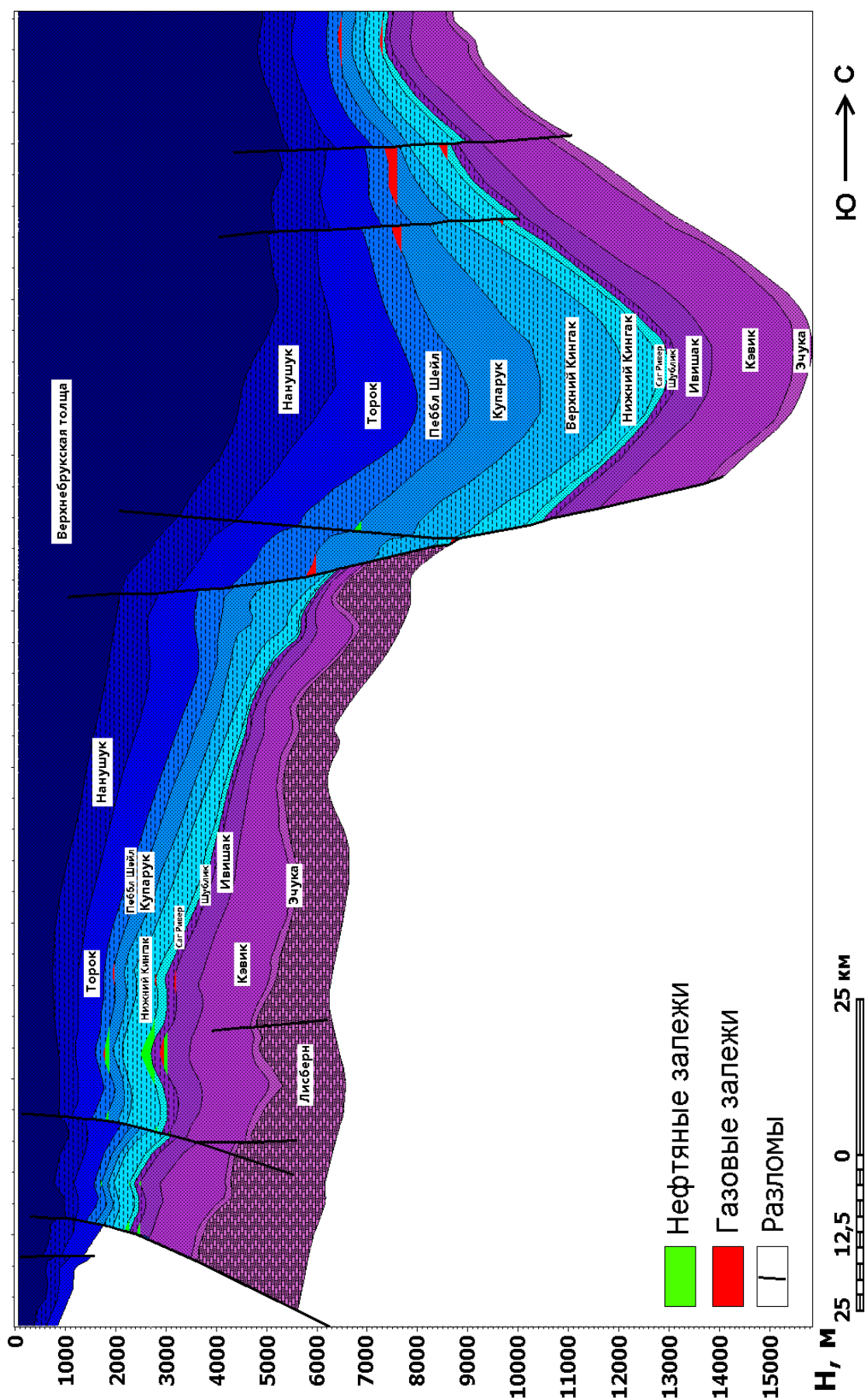
Приложение 3

Модель по профилю SC-90-12 (с закрытыми разломами)



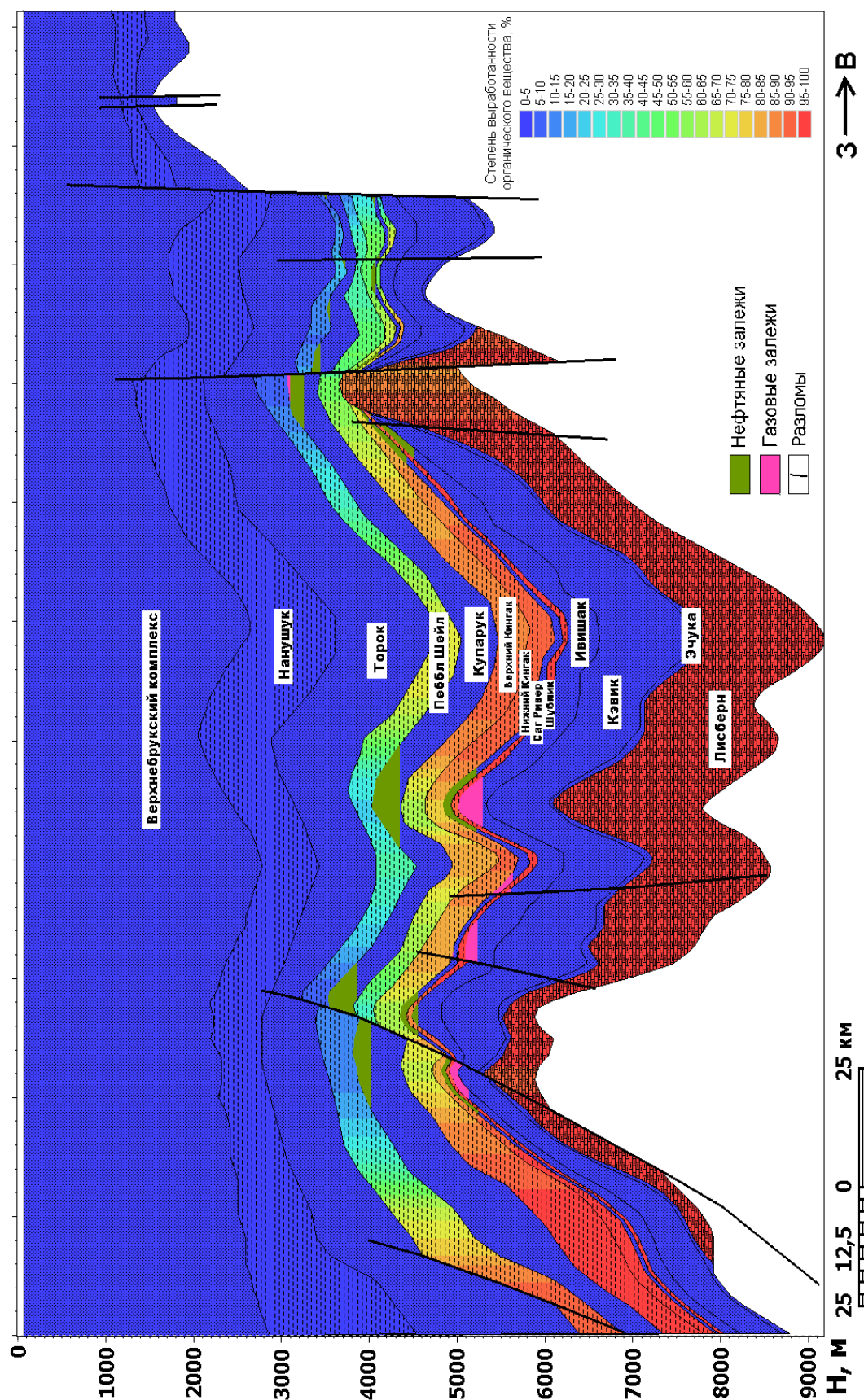
Приложение 4

Модель по профилю SC-90-17a (с закрытыми разломами)



Приложение 5

Модель по профилю SC-90-12 (с закрытыми разломами), характеризующая
выработанность органического вещества материнских толщ



Приложение 6

Модель по профилю SC-90-17a (с закрытыми разломами), характеризующая
выработанность органического вещества материнских толщ

